

Université Abderrahmane Mira de Bejaïa
Faculté des Sciences Économiques, Commerciales et des Sciences de Gestion
Département des Sciences Économiques

Mémoire de fin de cycle

*En vue de l'obtention du diplôme de Master en Sciences Économiques
Option : Économie Appliquée et Ingénierie Financière*

Thème

*Étude économétrique de la consommation d'un produit
pétrolier en Algérie : « cas du Gasoil »*

Établi par :

M: BENREJDAL Lyes

M: DJEMADI Abderrezak

Encadré par :

M: MOUSLI Abdenadir

Devant les membres du jury :

Président : A.MOULOUD

Examineur : S.BOUAKLINE

Rapporteur : A.MOUSLI

Année Universitaire 2013-2014

Remerciements

Nous tenons à remercier en premier lieu ALLAH, le tout puissant, qui nous a donné le courage et la volonté pour bien mener ce travail.

Ainsi, nous nous permettons d'exprimer ici nos sincères reconnaissances à :

Mr MOUSLI abdenadir, notre encadreur qui a accepté d'encadrer ce travail et pour sa disponibilité et ses pertinentes orientations, Ainsi que, Nous remercions l'ensemble des enseignants qui nous ont suivi durant notre cursus universitaire .

Enfin, nous remercions tous ceux qui nous ont aidé à accomplir notre travail, de près comme de loin.

Dédicaces

Je dédie ce travail :

En premier à mes chers parents que je remercie, pour leur patience ; leurs sacrifices et leurs encouragements, que dieu vous gardent inchallah

À mes chers frères : Djaffar et Aghiles.

À mes chères sœurs : Nassima, Anissa et dihia ainsi que son mari et son Adorable enfant Abdenour.

À ma chère grande mère que dieu le garde.

A toute mes amis sans exception et toute la famille BENREJDAL.

À mon binôme djemadi abderrezak et sa famille.

LYES

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A la mémoire de Mon Père

A Ma Mère qui ma beaucoup aider durant mon cursus

A Mes frères : Brahim, Idris, Smail, Ahmed, Mhemed

A Ma sœur Roukhaia et ses trois fils Nafa et Youcef et Ayoub

A Mes belles sœurs : Ghania, Mebarkça, Hanifa, Sabah, Sounia.

A Mes cousins : Lotfi, Chaouki, Yahia, Djemadi, Nassim, Abdelhak,

Rayane, Rafik, Imane, Ramy, Amira et Adem

A mon binôme Lyes.

A Tous mes amis et particulièrement: Mourad , Farid, Djamal, Habib,

rabia, sami, halim, djelloul , mourad,S et toute la famille Djemadi

Et enfin je dédie ce travail a la personne qui occupe une grande place dans

ma vie et qui m'a sollicité et encourager durant ce travaille : ma fiançais

BAHIA que dieu te garde.

Abderrezak

Liste des abréviations

ADF : Augmented Dickey-Fuller.

APRUE : Agence national pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie.

DF: Dickey-fuller simple.

DS: Difference Stationnary.

ECM: Error Correction Model.

GPL/C : gaz pétrolier liquéfié carburant.

Mbj : million baril par jour.

MCO : Moindre Carrée Ordinaire.

MEM : Ministère de l'énergie et de mines.

OCDE : Organisation de Coopération de Développement Economique.

ONS : Office Nationale des Statistiques.

OPEP : organisation des pays exportateurs de pétrole.

parcdz : Le parc automobile diesel.

PIB : produit intérieur brut.

Prixgas : Le prix du gasoil.

PVD : pays en voix de développements.

RDM : Le revenu disponible des ménages.

TEP : Tonne Equivalent de Pétrole

TS: Trend Stationary.

VAR : Vector Auto Régressif.

VECM: Vector Error Correction Model.

Sommaire

Liste des abréviations

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Le pétrole dans l'économie mondiale.....	4
Section 1 : Notions générales sur le pétrole.....	4
Section 02 : Le marché mondial du pétrole.....	9
Chapitre II : Le secteur énergétique en Algérie.....	23
Section 01: Présentation du secteur des hydrocarbures en Algérie.....	23
Section 02 : La richesse de l'Algérie en hydrocarbures.....	29
Section 03 : le raffinage en Algérie.....	33
Chapitre III : Le transport routier et l'utilisation du GPL/c en Algérie.....	42
Section 01 : le secteur routier en Algérie.....	42
Section 02 : La politique de promotion du GPL/c.....	48
Chapitre IV : analyse empirique de la demande du gasoil.....	56
Section 1 : Analyse descriptive des données.....	56
Section 2 : Étude de la stationnarité des séries de données.....	62
Section 3 : Analyse multivariée des séries de données.....	69
Conclusion générale	81
Bibliographie.....	84
Annexes.....	87

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

L'attention accordée aux aspects économiques de l'énergie n'est pas nouvelle. Le rôle de l'énergie dans la révolution industrielle, la place occupée par la branche « énergie » dans le tableau des échanges internes industriels, le poids relatif des investissements énergétiques dans l'accumulation du capital des pays importateurs comme des pays exportateurs d'énergie, l'impact de l'énergie sur l'équilibre extérieur des nations et l'importance des taxes énergétiques dans la recette fiscale de la plus part des États, justifient à l'évidence que l'on s'intéresse aux activités de production, transformation, transport, distribution et utilisation des divers ressources d'énergie disponibles sur le marché.

L'importance de l'industrie des hydrocarbures et sa spécificité économique, financière, et technologique se traduit par une interdépendance entre les acteurs de la scène énergétique mondiale, ces rapports ont toujours suscité un conflit d'intérêt entre ces antagonistes à savoir, les pays producteurs, les pays consommateurs et les compagnies pétrolières internationales.

Les hydrocarbures occupent depuis des décennies une place très importante, non seulement dans le développement économique des pays producteurs mais aussi dans les relations géopolitiques internationales, au cœur de l'actualité, c'est une question vitale et stratégique pour ces pays. En plus, ce sont des armes stratégiques, des ressources inégalement répartie et aussi inégalement consommée.

Du début du vingtième siècle jusqu'à aujourd'hui, les hydrocarbures et particulièrement le pétrole et ses dérivés ne cessent de prendre une place de plus en plus considérable, A cet égard, le secteur des hydrocarbures vu son poids dans l'économie algérienne, occupe une place stratégique et primordiale qui joue et continue de jouer un rôle de locomotive pour la relance économique, aussi une importance flagrante due au rôle de base d'approvisionner les marchés nationaux et internationaux en matière de produits pétroliers et du gaz.

Au plan national, les capacités théoriques de raffinage ont stagné autour de 22 millions de tonnes de pétrole brut, depuis 1970 aucune nouvelle raffinerie n'est venue renforcer les capacités de production de carburants et autres dérivés en dehors de celle d'Adrar, qui est d'une faible capacité destinée à financer la région du sud-ouest du pays.

L'Algérie était l'un des pays leader en exportation des carburants dans le monde depuis son indépendance dont le gasoil, mais l'Algérie est devenu importateur de ce carburant à partir de 2007 pour faire face à la demande qui dépasse sa capacité du raffinage sur le territoire national.

En raison de la forte croissance du parc national automobile attendue pour les années à venir, la pression de la demande sur les carburants, particulièrement le gasoil, restera soutenue.

Pour répondre à cette forte croissance du parc automobile national, l'Algérie est devenue, graduellement, un grand pays importateur de carburants. Le parc automobile s'est renforcé de 568 610 véhicules en 2012 sur total de plus de 4.8 millions de véhicules, soit une hausse d'ordre de 12 %¹.

L'Algérie a enregistré un déficit de production de plus de 03 millions de tonnes de carburants en 2013. D'où le recours à l'importation pour une valeur de plus de 3.442 milliards de dollars².

Cette forte croissance de la consommation du marché national en gasoil nous pousse à poser comme question principale : **«Quels sont les déterminants de la demande du gasoil en Algérie »**

D'autres questions secondaires viennent renforcer et soutenir cette question principale et qui sont :

- Comment la relation entre la demande de gasoil et ses déterminants à évoluée au cours de période 1970- 2012 ?
- La demande de gasoil est-elle influencée par la croissance des variables socio-économiques ?
- Pourquoi le GPL/C n'arrive pas à prendre le relais des carburants conventionnels ? Est-ce pour des raisons techniques, environnementales ou économiques ?

La réponse à ses questions passe par la vérification des hypothèses suivantes :

¹ Office National des Statistiques.

² Selon les données de SONATRACH

- **Hypothèse 1** : Nous considérons d'abord que les variations des prix des carburants et les variations des revenus des ménages ont un effet direct sur la demande du gasoil.
- **Hypothèse 2** : L'inefficacité des mesures et des politiques de promotion du GPL/C ont causé le retard de sa généralisation.

Afin de bien mener notre travail qui consiste à l'étude économétrique de la demande du gasoil en Algérie, nous allons subdiviser notre travail en quatre chapitres définis comme suit :

Le premier chapitre nous le consacrons aux généralités sur le pétrole dans l'économie mondiale. Il comportera deux sections, Dans la première, nous allons traiter les notions générales sur le pétrole et dans la seconde nous présenterons le marché mondial du pétrole.

Le deuxième chapitre aura pour objet de présenter le secteur énergétique en Algérie. De ce fait nous l'avons devisé en trois sections. La première section portera sur la présentation du secteur des hydrocarbures en Algérie, quant à la seconde, elle abordera la richesse de l'Algérie en hydrocarbures, enfin la troisième et dernière section, elle évoquera le raffinage en Algérie.

Le troisième chapitre qui est scindé en deux sections, sera consacré pour le transport routier et l'utilisation du GPL/C en Algérie. Dans la première section on définira le secteur routier en l'Algérie, et dans la seconde nous présenterons la politique de promotion de GPL/c.

Enfin, le quatrième et dernier chapitre sera réservé pour la partie pratique de notre mémoire. Il sera subdivisé en trois sections, dans la première nous effectuerons une analyse descriptive des données, dans la seconde nous étudierons la stationnarité des séries et la dernière sera consacrée pour l'analyse multivariée des séries de données.

Chapitre I :

Le pétrole dans l'économie mondiale

Le monde pétrolier d'aujourd'hui n'est plus celui d'avant les chocs pétroliers .Certes, il demeure marqué par son histoire mais ses structures ont subi des transformations radicales.

Dans le présent chapitre, nous présentons le marché pétrolier international, les différents types des marchés pétroliers, comme on va citer aussi la formation du prix sur ce marché mondial.

Section 1 : Notions générales sur le pétrole

Le pétrole du latin Petra (pierre) et Oléum (huile)³ soit huile de pierre, est une roche visqueuse (Liquide) carbonée, énergie fossile, le pétrole est aussi souvent appelé Or noir en référence à sa couleur et à son coût élevé.

1.1. Historique du pétrole

C'est depuis le début de l'humanité que le pétrole ou les produits qui les constituent sont connus. En effet, l'arche de Noé avait été recouverte de bitumes qui correspondent à un dépôt de surface du pétrole brut.

Le pétrole remonte à la surface sous forme de suintement de bitume, qui était utilisé par les peuples de Mésopotamie, il y a plus de trois mille ans, comme le mortier dans la construction des remparts, pour les calages des coques des navires et pour assurer l'étanchéité des citernes et conduites d'eau, comme source d'énergie et comme même médicament.

On rapporte qu'au moyen âge, le pétrole était utilisé dans les grenades en terre cuite, appelées « feu Grégeois » que les bandits et les guerriers des mers laissaient exploser sur l'eau près des navires qui prenaient feu.

C'est au 18eme siècle que le pétrole est devenu un combustible recherché tant pour l'industrie que pour l'éclairage domestique. Il s'est révélé plus accessible à toutes les couches sociales que l'huile de baleine et plus convenable que les bougies de suif c'est-à dire de la graisse des porcs d'odeur désagréable.

³ CHAUTARD Sophie, <<géopolitique et pétrole>>, édition Studyrama, Paris 2007, p.11.

Le choix du pétrole et son usage par le plus grand nombre d'individus ont favorisé son extraction et son raffinage. On peut par exemple signaler l'obtention du pétrole lampant par le géologue canadien Abraham Gessner en 1852.

Entre 1857, 1858 et 1859 les premiers forages du pétrole ont été ainsi réalisés en Allemagne et aux États-Unis. C'était le début de l'industrie pétrolière et la voie vers l'or noir. Les inventions des automobiles, trains et avions, bref des moteurs à combustion ont fait que le pétrole est à ce jour un des fondements de l'industrie et par la modernisation ou la modernité. A ce jour 30% du pétrole produit dans le monde proviennent des gisements en mer (gisements offshore). La première plate forme de forage en mer a été construite en 1947. Aujourd'hui il existe des plates formes ancrées au fond de la mer par 400 m de profondeur.

Elles pèsent des milliers des tonnes et peuvent accueillir des centaines des techniciens. Pour les plus petits gisements, on a mis au point des systèmes de production flottants. Ce sont des navires qui sont utilisés pour traiter et stocker le pétrole provenant de tubes prolongateurs qui relient le fond à la surface avec le système de production sous marine, le pétrole est acheminé par des collecteurs qui courent au fond de la mer jusqu'à la plate forme d'un gisement voisin.

Alain NONJON définit le pétrole comme étant un fluide huileux composé d'hydrocarbures des différentes familles (paraffine, naphta, aromate) mélangés à des faibles quantités des produits azotés, oxygénés, sulfurés à des traces des métaux (molybdène).

Longtemps connus sous le nom de bitume ou naphta, le pétrole n'est mentionné qu'en l'an 900⁴.

Le pétrole se trouve dans les gisements à l'état brut, c'est-à-dire, qu'il contient diverses substances telles que le soufre, l'eau salée, traces des métaux. La présence de ces substances le rend inutilisable à l'état brut. Pour qu'il soit utilisable à l'état brut il faut le raffiner.

Le raffinage est l'ensemble des opérations et procédés industriels mis en œuvre pour traiter et transformer au moindre coût le pétrole brut en carburant⁵.

Le pétrole est une huile minérale combustible formée principalement d'hydrocarbures de couleur très foncée et à l'odeur caractéristique plus au moins prononcée d'une densité variant 0,8

⁴ NONJON A Alain, « Comprendre l'économie mondiale », Edition Ellipses, Paris 1995, p 77.

⁵ Petit Larousse illustrée, Edition Larousse, Paris 1992, p 771.

à 0,95. C'est le résultat d'une lente dégradation bactériologique d'organismes aquatiques, végétaux et animaux qu'il y a des dizaines voire même de certaines de millions d'années ont proliféré dans les mers et se sont accumulés en couches sédimentaires⁶. C'est ainsi que débuta la recherche de plus importantes sources d'approvisionnement en pétrole brut. On savait que les puits creusés pour l'eau et le sel présentent parfois des infiltrations du pétrole. L'idée de forages pétroliers fut donc naturellement son chemin. Les premiers puits furent forés en Allemagne en 1857.

L'initiative qui rencontra le plus grand retentissement fut cependant celle d'Edwin L. Drake, le 27 Août 1859 à Titusville en Pennsylvanie. Drake procéda à des forages pour trouver la nappe mère, origine des affleurements du pétrole de Pennsylvanie occidentale.

Si Drake ne peut extraire qu'un pétrole d'écoulement aisé et facile à distiller et si le puits était peu profond environ 23m seulement, sa réussite n'en marquait pas moins le début de l'industrie pétrolière moderne. Cette découverte déclencha une variable ruée vers l'or noir⁷.

1.2. Le gisement du pétrole brut

Un gisement est une disposition des couches minérales dans le sein de la terre⁸. Le produit brut est un produit minier extrait soit à des gisements à ciel ouvert soit des gisements souterrains. Les mouvements techniques de croûte terrestre bouleversant maintes fois le sol, les mers se soulèvent et deviennent des terres s'enfoncent en devenant des mers ce qui localise le gisement du pétrole sur la terre.

1.3. La prospection et recherche du pétrole brut

La prospection est le fait d'étudier le terrain pour en découvrir les richesses naturelles. Il n'est pas facile de déterminer les gisements, il revient au géologue de rechercher les échantillons minéraux qui lui permettraient de reconstituer l'histoire géologique du terrain, des fossiles animales et végétales et d'établir si le terrain est l'ère primaire ou de l'ère secondaire. En suite, il prélèvera les coûts du sol à étudier en pétrographie, puis dessinera une carte topographique du lieu avant de prendre la photo aérienne qui lui est indispensable pour mieux repérer le type de la roche.

⁶ Petit Larousse illustrée, IBIT. P77

⁷ Encyclopédie Encarta, PETROLE, Historique in Microsoft corporation, 2002.

⁸ Encyclopédie Encarta .

Au cas où il s'agira des roches sédimentaires, le géologue pourra avoir de la chance d'être sur un dépôt du pétrole. Par contrôle, les roches décourageront le géologue qui abandonnera de ce fait la recherche.

1.4. L'extraction

L'extraction est une action qui consiste à séparer une substance du corps dont elle faisait partie. Une fois le gisement devient favorable, il convient de procéder à l'exploitation du pétrole brut et d'en séparer ses éléments composants. Pour ce faire, sur l'emplacement estimé propice, le géologue dressera un four métallique, un derrick et avec un trépan tournant à la vitesse de 500 tours par minute. Il forera un puits de 5000 à 7000 mètres de profondeur de loin supérieur à l'épaisseur du gisement.

Cependant pour éviter des infiltrations d'eau à l'intérieur du puits, celui-ci est tubé en ciment de préférence au niveau du pétrole. Enfin, lorsque le puits atteint le pétrole. Celui-ci jaillit à la surface sous pression du gaz où il devra être pompé avant qu'il ne soit séparé de ce gaz, de l'eau et du sable à l'issue de l'extraction.

1.5. Transport du pétrole brut

La majorité du pétrole transporté (62%) passe par voie maritime. Le Golfe Persique est l'origine principale, et à partir de cette région les routes maritimes atteignent l'Europe via le canal de Suez, le Japon via le Déroit de Malacca et l'Amérique du Nord via la Cap de Bonne Espérance. Les grands mouvements continentaux impliquent le pétrole de la Russie et de l'ancien empire soviétique envoyé en Europe de l'Ouest par pipeline ainsi que le pétrole du Canada et de l'Alaska destiné aux États-Unis par pipeline également. D'autres flux importants du pétrole impliquent l'Afrique vers l'Amérique du Nord et l'Europe, la Mer du Nord vers l'Europe et enfin l'Amérique du Sud vers l'Amérique du Nord. On peut citer les modalités de transports suivantes⁹:

1.5.1. Par navires

Les gisements se trouvent généralement à des milliers de kilomètres des lieux de l'utilisation des hydrocarbures ou des produits pétroliers. Leur acheminement nécessite des moyens particuliers pour répondre à ses spécificités, le transport du pétrole brut se fait principalement par voie marine à l'aide des pétroliers¹⁰.

⁹ www.transportzoom.com/Le-transport-du-p-eacute-trole-57.html

¹⁰ LALUMIÈRE Jean- Sébastien, ALEXIS Richard. « Le pétrole, l'or noir du XXème siècle », UQAM 2002. P46

A l'origine le transport du pétrole s'effectuait dans des barils en bois que l'on chargeait dans les cales des navires.

Le baril dont la capacité est de 159 litres est d'ailleurs l'unité de mesure utilisée actuellement. Ensuite, on eut l'idée de construire des navires qui étaient des réservoirs flottants : les pétroliers.

La principale caractéristique d'un pétrolier est le compartimentage en citernes séparées ce qui autorise les différents types du pétrole et participe à la stabilité du navire.

L'ensemble des aménagements et des machines est installé à l'arrière du navire pour des raisons évidentes de sécurité. L'équipage est constitué d'environ 25 hommes dont la vie se déroule à l'arrière dans la partie appelée « château ».

1.5.2. Par oléoduc

La solution la plus simple et la plus sûre pour transporter un liquide est le tuyau. Dans l'industrie pétrolière, on l'appelle oléoduc ou pipeline.

Néanmoins, l'installation d'un oléoduc est coûteuse. Dans les conditions difficiles, le coût d'un kilomètre peut être aussi élevé que celui de la construction d'un kilomètre d'autoroute. L'oléoduc du pétrole brut a souvent un diamètre supérieur à un mètre. Des stations de pompage sont installées à intervalles réguliers pour maintenir une vitesse d'acheminement de 5 km/heure¹¹.

1.5.3. Par route

C'est dans les véhicules citernes que le pétrole est transporté par route, cette modalité est utilisée pour les petites et moyennes distances, elle s'effectue beaucoup plus pour transporter les carburants aux stations du service.

¹¹ Wikipedia, [http:// fr. Wikipedia. Org](http://fr.wikipedia.org)

Section 02 : Le marché mondial du pétrole

La production et la consommation d'énergie ont connu une augmentation très importante depuis les années 1940. Cette hausse s'explique par une demande croissante liée à la croissance démographique mondiale et par le développement économique des pays émergents notamment le Brésil, la Russie, l'Inde et la Chine.

2.1. La demande mondiale des produits pétroliers

La demande pétrolière mondiale a progressé régulièrement pendant les 30 glorieuses, de 1945 jusqu'au premier choc pétrolier de 1973. Elle a marqué une pause en 1974-1975 et diminué après le second choc pétrolier de 1979 jusqu'en 1983. De 1985 à 2011, la demande mondiale a augmenté en moyenne au rythme de 1,6 % par an pour atteindre 88 Mb/j (dont 34% fournis par l'OPEP) en 2011 ; un basculement de la demande s'est produit entre l'OCDE dont la part a diminué régulièrement de plus de 1% par an, de 2007 à 2011 et les pays en voie de développement (PVD) dont le poids a augmenté régulièrement (+2,8% de 2010 à 2011). Aujourd'hui, 58 % de la demande finale des produits pétroliers (hors électricité) ont pour utilisation finale les transports (contre seulement 36 % en 1973). Selon les perspectives de l'AIE, la demande pétrolière mondiale devrait progresser de 1,3 % par an sur la période 2010-2030, croissance annuelle inférieure à celle constatée sur les dix dernières années. Sur les 30 prochaines années, la consommation dans la zone OCDE devrait progresser de 0,6 % par an alors que celle dans les PVD augmenterait quatre fois plus rapidement, avec des pays en forte croissance tels que la Chine et l'Inde autour de 3 % par an. Deux tiers de cette hausse proviendraient des transports et plus particulièrement de la route¹².

2.1.1. La demande mondiale du pétrole pour l'année 2014

La consommation d'énergie dépend assez largement du niveau de développement économique des États. Dans le monde, les principaux pays consommateurs d'énergie sont ainsi les pays riches. Le tableau ci-dessous nous donne les prévisions de l'OPEP sur l'évolution de la demande mondiale du pétrole.

¹² Rapport Statistique mondiale en temps réel, 2012. Disponible sur le site : <http://www.planetoscope.com>

Tableau n°1 : Estimation de l'évolution de la demande du pétrole pour l'année 2014(mbj).

	2013	2014 t1	2014 t2	2014 t3	2014 t4	2014	Évolution 2013/2014	
							différence	%
Amérique	23.9	23.87	23.91	24.29	24.13	24.05	0.15	0.63
Dont les états unis	19.15	19.2	19.01	19.47	19.37	19.26	0.12	0.61
Europe	13,56	13,05	13,49	13,70	13,40	13,35	-0,16	-1,16
Asie Pacific	8,36	8,81	7,74	7,92	8,47	8,23	-0,13	-1,55
Total OCDE	45,82	45,73	45,14	45,91	45,94	45,68	-0,13	-0,29
Asie non OCDE	11,06	11,12	11,28	11,37	11,39	11,29	0,23	2,09
Dont Inde	3,70	3,92	3,76	3,68	3,86	3,80	0,10	2,84
Amérique latine	6,50	6,44	6,70	6,99	6,82	6,74	0,24	3,65
Moyen orient	7,87	8,11	8,05	8,53	8,03	8,18	0,31	3,89
Afrique	3,45	3,46	3,48	3,41	3,59	3,49	0,03	0,96
Total pays en développement	28,89	29,12	29,52	30,29	29,83	29,69	0,81	2,80
Ex URSS	4,48	4,41	4,25	4,66	4,92	4,56	0,08	1,79
Europe non OCDE	0,64	0,64	0,58	0,64	0,72	0,64	0,01	0,82
Chine	10,07	10,10	10,54	10,27	10,70	10,40	0,34	3,34
Total autre régions	15,19	15,15	15,37	15,57	16,33	15,61	0,42	2,78
Total monde	89,89	90,00	90,03	91,77	92,09	90,98	1,09	1,22

Source : OPEP, février 2014

- La demande selon L'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)

L'observation du tableau ci dessous, nous montre que d'après les estimations de l'OPEP, la demande mondiale de pétrole brut en 2014 s'élèverait à 90,98 mbj contre 89,89 mbj en 2013 (+1,22 %). Ainsi, la demande mondiale augmenterait de 1,09 mbj, une hausse portée essentiellement par la Chine (+0,34 mbj), par le Moyen-Orient (+0,31 mbj), par l'Amérique latine (+0,24 mbj) et par les États-Unis (+0,12 mbj), tandis que la demande des pays OCDE d'Europe et d'Asie pacifique déclinerait (respectivement -0,16 mbj et -0,13 mbj).

- La demande selon Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE)

D'après l'Insee, la demande du pétrole devrait baisser au premier trimestre 2014 selon un profil saisonnier habituel en Europe. Contrairement à l'OPEP qui n'anticipe une forte hausse de la demande mondiale qu'au troisième trimestre 2014 (+1,74 mbj), l'Insee prévoit une hausse de la demande mondiale du pétrole dès le deuxième trimestre (+500 000 bj). Cette hausse serait

portée par les pays émergents (+1,2 mbj) et par l'Europe (+270 000 bj). A l'inverse, l'Insee (comme l'OPEP) anticipe une forte baisse de la demande dans les pays de l'OCDE (-700 000 bpj) essentiellement en raison des baisses saisonnières de la consommation au Japon (-900 000 bpj).

La demande du pétrole mondiale est sensible à l'activité économique, d'où l'importance d'observer la conjoncture économique pour prévoir ou analyser les évolutions du prix du baril du pétrole. Les prévisionnistes de l'OPEP ont été conduits à réviser légèrement à la hausse la croissance dans les économies de l'OCDE et à réviser légèrement à la baisse celle des pays émergents. En effet, la situation des pays émergents s'est aggravée suite à la dépréciation de leur monnaie. Mais les économies principales de l'OCDE font également face à des challenges importants : le ralentissement de l'activité manufacturière, les négociations en cours sur le plafond de la dette aux États-Unis, la fragilité des économies de certains pays au sein de la zone euro et une augmentation de la taxe sur les ventes au Japon (de 5 % à 8 % prévue en avril 2014) tous ces facteurs pourraient agir défavorablement sur la croissance de l'ensemble de la zone.

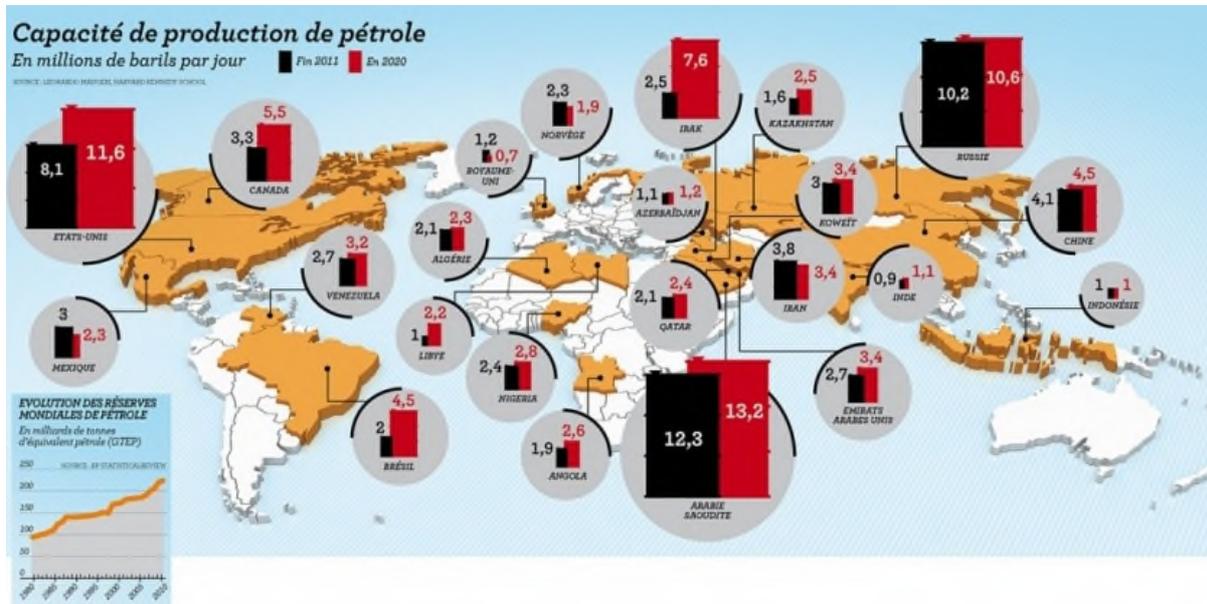
2.2. Les pays producteurs du pétrole

La production d'énergie s'effectue majoritairement à proximité des ressources en hydrocarbures. Le Moyen-Orient et la Russie, qui concentrent les principales réserves du pétrole et du gaz connues, sont les principaux foyers de production à l'échelle mondiale. Les économies des pays de cette région sont souvent dans une situation de forte dépendance vis-à-vis des cours du pétrole. Les réserves en charbon, gaz et pétrole ne sont que partiellement connues. Des recherches sont effectuées pour localiser de nouveaux gisements.

Au niveau mondial, la production du pétrole a connu un recul lors des deux chocs pétroliers en 1973 et 1979 : elle a atteint son point bas en 1985 à la veille du contre-choc pétrolier. Depuis 1986, la tendance est à la hausse et la production mondiale a atteint 3 913 millions de tonne (Mt), soit (88 Mb/j) en 2011 (Fig.1). L'Arabie saoudite est le premier producteur mondial du pétrole (13,4 % du total) devant la Russie qui a pris en 2002 la seconde place devant les États-Unis. La part de l'OPEP, qui a atteint son maximum en 1973 avec 53% de la production mondiale, se situait autour de 43 % en 2011¹³.

¹³ Commissariat Général au Développement Durable « Chiffres clés de l'énergie 2012 » édition : 2013.

Figure n 01 : Capacité de production du pétrole (période 2000 - 2011)



Source : <http://tempsreel.nouvelobs.com/economie/>

Depuis le début des années 80, les exploitations en mer se sont développées et dans des zones toujours plus profondes à partir des années 90. Aujourd'hui, près d'un tiers de la production et un quart des réserves proviennent de permis marins : c'est le cas dans les eaux profondes du golfe du Mexique, au large du Brésil (notamment dans le bassin de Campos) et en Afrique de l'Ouest, notamment en Angola. En ce début de XXI^e siècle, le fait majeur est le retour de la Russie en tant que producteur de premier plan sur la scène mondiale. Suite à la période soviétique, la production russe a touché son point bas à 6,1 Mb/j en 1996. Depuis 1999, elle a progressé de près de 50 % pour atteindre 11,6 Mb/j (514 Mt) en 2011. Par ailleurs, en Mer Caspienne, deux pays producteurs émergent avec des potentiels importants : il s'agit du Kazakhstan et de l'Azerbaïdjan. Des gisements importants ont été découverts dans ces deux pays : Kashagan, Tenguz, Azeri-Chirag-guneshli et les infrastructures d'évacuation commencent à être opérationnelles (Tenguz-Novorossisk) ou en construction (BTC Bakou -Tbilissi - Ceyhan).

2.3. Les réserves pétrolières dans le monde

On définit par "réserves" le rapport volume des réserves par volume de production annuelle. Ce rapport est primordial car il fixe en partie le prix du pétrole, l'exploitation est facilitée si les réserves sont importantes.

L'estimation du volume des réserves d'hydrocarbures prouvées et récupérables est un sujet qui provoque régulièrement des discussions sur la fin prochaine du pétrole et du gaz.

2.3.1. Les réserves prouvées

Les réserves prouvées correspondent aux quantités d'hydrocarbures récupérables avec un quasi certitude, à partir des réservoirs connus¹⁴, forés aux conditions économiques et technologiques du moment. A la fin de l'année 1995 par exemple, les réserves prouvées atteignaient 137,4 milliards de tonnes, soit l'équivalent de 45 ans de production au rythme actuel.

Le proche orient en possède 65,5% des réserves mondiales, l'Amérique latine 12,8%, l'Europe 7,4%, l'Afrique 7,3%, l'extrême orient 4,4% et les États-Unis 2,7%. Au total la plus part de l'OPEP atteignait 77,2% du total mondial au début de 1996.

2.3.2. Les réserves probables

Les réserves probables sont les quantités potentiellement récupérables des réservoirs connus. Les réserves probables sont les quantités d'hydrocarbures susceptibles d'être découvertes à partir des réservoirs encore inconnus et extraites à des conditions techniques et économiques envisageables pour les trentes années à venir.

2.3.3. Les réserves ultimes

Les réserves ultimes sont constituées par l'addition des réserves prouvées, probables et possibles. Des études récentes évaluent ces réserves à 215 milliards de tonnes du pétrole brut, et à environ 278 milliards du m3 du gaz naturel.

¹⁴ JACQUET pierre et NICOLAS Françoise « pétrole : crises, marches, politiques » édition DUNOD, 1991, p.19.

2.3.4. Les réserves non conventionnelles

Les réserves non conventionnelles correspondent aux schistes bitumineux, aux sables asphaltites et aux pétroles extra lourds. Le potentiel théorique de ces réserves est de l'ordre de grandeur des réserves précédentes. Les réserves du pétrole extra lourds et sables asphaltiques ont été estimées au congrès mondial de Buenos Aires en 1991, à environ 176 milliards des tonnes réparties principalement entre le Canada, la CEI et le Venezuela.

Le risque à court terme de pénurie physique est donc à écarter au regard de ces quantités. Il faut néanmoins apporter une attention soutenue au renouvellement des réserves mondiales et surtout à leur répartition géographique. Les derniers événements de la guerre du Golfe ont rappelé le caractère stratégique de cette matière première dans les économies modernes.

Tableau n°02 : La production et les réserves mondiale de pétroles (millions de tonnes)

	production		Réserve prouvées au 1	
	en 2011	(en %)	er janvier 2012	(en %)
Amérique du nord	463,2	11,8	26508	12,8
dont :				
canada	108	2,8	23687	11,4
Etats-Unis	355,1	9,1	28822	1,4
Amérique latine	507,5	13	33967	16,3
dont :				
Mexique	137,8	3,5	1386	
Venezuela	139,6	3,6	28809	
Afrique	419,5	10,7	16945	8,2
dont :				
Algérie	74,3	1,9	1664	0,8
Libye	22,4	0,6	6426	3,1
Nigeria	117,4	3	5075	2,4
Europe	837,7	21,4	15111	7,3
dont :				
Norvège	92,1	2,4	726	0,3
Royaume-Uni	52	1,3	386	0,2
CEI	660,4	16,9	13489	6,5
dont Russie	514,1	13,1	8186	3,9
Proche-Orient	1300,9	33,2	109087	52,5
dont				
Arabie saoudite	525,8	13,4	36428	17,5
Irak	136,9	3,5	19523	9,4
Iran	205,8	5,3	20623	9,9
Koweït	140	3,6	14188	6,8
Extrême-Orient et Océanie	384,5	9,8	6188	3
dont chine	203,6	5,2	2776	1,3
Totale monde	3913,2	100	207807	100
dont OPEP	1695,7	43,3	151821	73,1

Source : établie par nous même a partir des donnée de comite professionnel du pétrole

2.4. Les différents types des marchés pétroliers

Le pétrole brut est sans doute le produit le plus important et le plus activement transigé partout dans le monde. Le marché du pétrole est mondial et le pétrole est acheté et vendu à des prix qui sont fonction des prix mondiaux. Comme il y a de nombreuses variétés et qualités de pétrole brut, il est plus facile pour les acheteurs et les vendeurs de se baser sur quelques pétroles bruts de référence.

2.4.1 Les marchés spot

Le marché spot est un marché sur lequel s'échange au jour le jour et pour les livraisons immédiates le pétrole brut et les produits raffinés qui ne faisaient pas l'objet de contrat à long terme, il correspond donc à l'ensemble des transactions effectuées au comptant¹⁵.

Le marché spot est un marché :

- **libre** : accessible a tous mais dont le contrôle échappe aussi également à tous.
- **aléatoire** : imprévisible tant pour sa quantité que son prix ou encore pour le moment de sa réalisation. Le marché spot était jusqu'au 1973 un marché réservé exclusivement aux produits raffinés. En effet avec le système d'intégration du puits à la pompe, il n'existe pas un marché réel du pétrole brut, la production et le raffinage étant assurés par la même entité économique.

Avec la disparition de l'intégration du puits à la pompe et le changement de situation juridique des majors dans les pays producteurs, un véritable marché spot a changé d'orientation en commençant à traiter du pétrole brut et non uniquement des produits raffinés.

Donc on peut dire qu'avec le deuxième choc pétrolier le marché spot connaît son premier essor et révèle le changement de structure du marché.

Les principaux operateurs sur le marché spot sont les compagnies productrices privées et publiques (du coté vendeur) les raffineurs du coté acheteurs et les négociants ou traders des deux cotés. Il existe deux types de marché spot :

¹⁵ Union Pétrolière, Löwenstrasse : « formation des prix sur le marche pétrolier » 25, 8001 Zurich, 1e édition: 2005.

- les marchés spot des produits finis (raffinés)
- les marchés spot du pétrole brut.

2.4.2 Le marché à terme « futurs »

Le marché à terme est un marché financier qui constitue un complément mais non un substitut au marché physique. Les opérateurs y échangent des titres financiers standardisés (les contrats à terme) dont le but est de se couvrir contre les risques d'éventuelles fluctuations des cours. A ce niveau là, on peut déduire deux choses importantes :

- Quantitativement, le rôle du marché à terme est négligeable.
- Les marchés pétroliers à termes sont nés de la très grande perturbation des prix, mais lorsque les prix sont stables, il n'est pas utile de se protéger contre les fluctuations des cours¹⁶.

2.4.3 Les marchés forward

A la fin des années 80, le commerce pétrolier est régi par les prix spot ce qui a induit un risque supplémentaire, celui de la forte volatilité des prix.

Pour faire face à ce risque, les spécialistes pétroliers vont mettre en place les marchés forward. Le marché forward est un marché du prix fixe¹⁷ (fixe durant la transaction) à livraison différée, il fonctionne exactement comme le marché spot mais sur des délais plus lointains. Les quantités échangées sont standardisées en qualité, quantité et en lieu de livraison, donc il y a peu d'éléments à négocier, ce qui augmente la liquidité du marché, ce marché est un marché physique (qui a pour but une livraison physique) qui permet de verrouiller les prix.

Théoriquement, il n'y a pas de limites pour le nombre du terme mensuel mais les seuls contrats pour lesquels les échanges sont significatifs, sont ceux de trois mois.

Les plus importants marchés forward du pétrole sont ceux du Brent et Dubaï

Le marché forward du Brent est appelé le Brent de 15 jours (fifteen days Brent) les cargaisons y sont de l'ordre de 500 000 barils +5%. La règle oblige l'acheteur à préciser le

¹⁶ Direction de la prévision IFP. « Les marchés pétroliers internationaux », 2001

¹⁷ PERCEBOIS Jacques, « Énergie et théories économiques propos de quelque débats contemporains », Ed.cujas, paris, 1997, p 55.

volume et le vendeur à préciser la date de disponibilité de la cargaison, sous peine de sanction minimum de 15 jours avant cette dernière, d'où son appellation du Brent de 15 jours. Dès que la cargaison est nommée et datée (datation) elle devient spot.

2.5 La formation du prix

Depuis les années 70 et la nationalisation des moyens de production du pétrole brut, la vente du brut s'opère soit d'état à état soit par contrat d'états à société pétrolière, soit d'état à négociants qui revendent le pétrole sur les marchés mondiaux. Ces stratégies de commercialisation font le plus souvent des formules du prix basées sur les cours internationaux.

2.5.1 Le système d'indexation

Les prix des différents types de pétrole se forment comme la rencontre d'une offre et d'une demande. Cependant comme pour la plupart des matières premières; la négociation de ces prix se fait en différentiel à partir d'un index¹⁸. Cet index est défini par une qualité du brut de référence et par le marché sur lequel il est traité ; marché spot ou à terme.

Depuis la fin des années 80 les prix indiqués dans les contrats commerciaux du pétrole brut sont généralement déterminés par une formule spécifique au brut vendu, formule basée sur un ou plusieurs cours de référence. Par exemple une formule simple pour obtenir le prix d'un brut X pourrait être la suivante :

$$\text{Prix brut X} = \text{prix brut référence} + \text{différentiel}$$

Le différentiel ou facteur d'ajustement dépend de plusieurs variables ; différence de qualité, différence de possibilité au raffinage et différence de coût du transport.

La formule utilisée pour calculer le prix du brut X est donc déterminé par les trois facteurs suivant:

- le point de vente (qui influe sur le coût de transport)
- le choix du prix de référence : (ce choix est souvent dicté par la destination et la qualité du brut vendu) un brut léger et doux à destination de l'Europe aura comme prix de référence le Brent à destination des États-Unis la référence sera le WTI.

¹⁸ Rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix de pétrole, sous la présidence de J M Chevalier, février 2010

- un facteur temps qui renvoie à l'intervalle de temps entre la date de chargement et la date où le prix est définitivement fixé un ajustement correspondant à la différence de qualité et de lieu de livraison par rapport au brut de référence.

2.5.2 Mécanisme de fixation du prix

Deux facteurs importants vont jouer dans la fixation du prix d'un pétrole brut particulier ; sa qualité et son lieu de production. La qualité d'un pétrole dépend essentiellement de sa densité (mesurée par le API¹⁹) et de sa teneur en impureté. Plus le degré API est élevé, plus le brut est léger.

Il y a donc davantage de fraction légère (essence, gazole), mieux valorisées que le fioul lourd sur le marché. Le prix du brut augmentera donc avec le degré API. Pour chaque brut, la négociation du prix se fait sur la base de deux types de prix :

- **le prix FOB (free on board) :** Il est le prix du brut pour une cargaison disponible au port du chargement, le transfert de propriété s'effectue lorsque le brut passe le bastingage du navire. L'acheteur doit assurer les coûts du transport et d'assurance.
- **le prix CIF (Cost Insurance Frieght) :** C'est le prix d'une cargaison de produits pétroliers arrivés au port de destination tel le port de Rotterdam au Pays-Bas. Ce prix comprend les frais du transport et d'assurance jusqu'au chargement.

Les opérations du chargement et de déchargement ne sont pas directes, soit pour les échanges maritimes ou pour le transport par pipeline. Les retards qui peuvent survenir durant ces opérations entraînent pour les responsables le versement de lourdes indemnités aux opérateurs affectés par ces retards, de plus les formules de fixation des prix sont souvent liées à :

- la date de chargement du bateau dans le cas d'une vente FOB.
- la date de déchargement dans le cas d'une vente CIF.

¹⁹ Le degré API (American Petroleum Institute) est calculé selon la forme $(141.5/\text{densité à } 60^\circ \text{ FAHRENHEIT}) - 131.5$

2.5.3 L'évolution des prix du pétrole

Depuis 1973, plusieurs événements historiques permettent d'expliquer en partie l'évolution des prix :

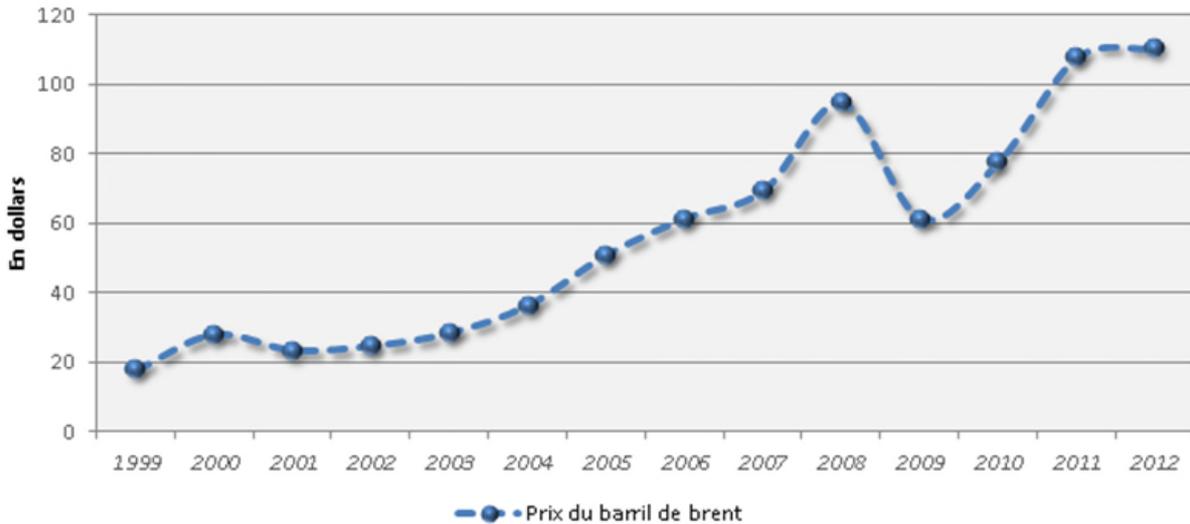
- Le 5 octobre 1973 marque le début de la guerre du Yom Kippour entre la Syrie, l'Égypte et Israël.
- Les pays du moyen orient producteurs de pétrole réduisent leurs productions, le prix de référence de l'époque (Saudi Arab Light) passe de 2,59 dollars américains/baril à 11,65 dollars américains/baril de septembre 73 à mars 74 (fin de l'embargo). Ce choc pétrolier entraîna une crise économique globale au cours des années 1970.

La révolution iranienne puis la guerre entre l'Iran et l'Iraq furent des évènements influençant fortement la hausse vertigineuse des prix du pétrole du fait de la réduction considérable des exportations de ces pays: de 14 dollars américains/baril en 1978 à 35 dollars américains/baril en 1981. Faisant suite à ces deux chocs successifs, le monde industrialisé répliqua par :

- Une diminution de la demande due à la mise en œuvre de procédés industriels moins coûteux en énergie
- Une meilleure politique d'économie d'énergie (isolation ...)
- La recherche d'alternatives énergétiques (nucléaires, exploitation de gisements...)
- Il apparut alors clairement aux pays de l'OPEP qu'ils devaient réduire leur production s'ils souhaitaient maintenir le niveau des prix.
- Les conflits entre le Koweït et l'Iraq en 1990 annulèrent l'offre de pétrole de ces pays qui fut compensée par l'Arabie Saoudite et le Venezuela pour la majorité, le reste des pays de l'OPEP comblant le manque à produire.
- Les prix en déclin depuis le début des années 1990 ne remontèrent qu'à partir du boom économique aux États-Unis et en Asie au milieu des années 1990.
- La crise financière asiatique mit un terme brutal à l'augmentation des prix pétroliers à partir de 1997.

- Le déclin des prix s'accroît jusqu'en février 1999 pour atteindre 10 dollars américains/baril.
- A partir de mars 99, à la suite d'un accord de réduction de la production des pays de l'OPEP d'Oman, de la Russie, du Mexique et de la Norvège, les prix n'ont cessé d'augmenter jusqu'à atteindre plus de 30 dollars américains/baril un an plus tard.
- A la suite des attentats du 11 septembre 2001 une légère hausse a eu lieu, mais très rapidement, du fait d'une baisse de la demande en fuel d'aviation et des perspectives de stagnation de la croissance économique qui prévalaient jusqu'alors, les cours ont à nouveau plongé.
- Enfin, à partir de 2006, et jusqu'au mois d'août 2008, le choc d'activité mondiale a contribué positivement et fortement au niveau élevé du prix du pétrole de cette période. La chute marquée du prix du pétrole entre juin 2008 et décembre 2008, au cours de laquelle le prix du pétrole est divisé par plus de trois en seulement six mois, est également expliquée pour une grande part par les chocs négatifs d'activité mondiale liés à la crise de 2008. D'après le modèle, face à la hausse de la demande et au prix plus élevé du pétrole, la production de pétrole augmente également, ce qui contribue à terme à limiter la hausse du prix du pétrole.

Ainsi, les causes des variations du prix du pétrole diffèrent au cours du temps. Si les chocs d'offre de pétrole ont pu tenir un rôle dans la formation du prix du pétrole au début des années 1980, il semble que les chocs d'activité mondiale dominent plus nettement dans la décomposition des variations du prix du pétrole depuis 2006.

Figure n°2 : Évolution des prix de pétrole sur le marché de Brent de 1999 jusqu'à 2012 :

Source : établie par nous même a partir des donnée fourni par l'OPEP

Un simple graphique présentant l'évolution depuis plus de 10 ans du prix du baril de pétrole de Brent. Le graphique d'évolution ainsi de 1999 à 2012. Les données utilisées sont celles fournies par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole.

Ainsi, on constate que l'évolution est croissante depuis près de 13 ans maintenant sauf en 2009 où les prix ont baissés pour la première (et seule) fois. Cela est dû à une baisse de la demande et une baisse de la consommation, la plus forte depuis 1982. La raison de celle-ci est la crise financière et économique qui a poussé les consommateurs à être vigilant sur leurs dépenses et donc par ricochet la demande de pétrole à chuter entraînant une baisse des prix.

Mais d'après le graphe, la courbe à repris sa forte ascension et selon toute logique celle-ci devrait continuer dans les prochaines années du fait de l'émergence de nouveaux pays et des réserves qui s'amenuisent.

Conclusion

Le pétrole étant très étroitement lié au développement industriel et à l'accroissement du niveau de vie d'un pays, aucun gouvernement ne peut se désintéresser de l'industrie pétrolière, quel que soit le rôle joué par la production locale dans la couverture des besoins nationaux. Les pays producteurs comptent, pour le financement de leur économie et le développement de leurs activités, sur les ressources que leur apportent leurs exportations pétrolières. Inversement, les pays consommateurs cherchent à diminuer leur dépendance vis-à-vis des pays producteurs en diversifiant leur approvisionnement pour s'assurer une certaine sécurité et en développant de nouveaux substituts énergétiques.

On peut donc dire que l'exploitation du pétrole est source de richesse et du succès économique, permettant généralement aux pays concernés de diversifier leurs activités en vue de la fin du « l'ère pétrole ».

Chapitre II :

Le secteur énergétique en Algérie

Le secteur des hydrocarbures en Algérie connaît depuis quelques années, un développement considérable au regard de l'importance du nombre de projets inscrits dans le cadre d'un partenariat stratégique avec des compagnies pétrolières internationales disposant des moyens financiers et technologiques.

La participation du secteur des hydrocarbures au PIB avant 1974 n'était que de 16% et les recettes hors hydrocarbures représentaient plus de 30% des recettes globale. La stabilisation des revenus du secteur des hydrocarbures à un niveau de 12 à 13 milliards de dollars entre 1980 et 1985 est dû non seulement au prix, mais également au rôle croissant des exportations du gaz naturel et de sous-produit.

La chute brutale des prix du pétrole de 1986 a été un des éléments déclenchant des réformes économiques. L'Algérie est une économie rentière puisqu'elle repose principalement sur la production et l'exportation d'hydrocarbures, depuis 1990, la rente varie entre 30 % et 50 % du PIB²⁰.

Section 01 : Présentation du secteur des hydrocarbures en Algérie

L'Algérie est un pays riche en hydrocarbures, son domaine minier qui est de plus 1,5million de Km² est encore largement inexploité, ses réserves prouvées (en hydrocarbures) sont de l'ordre de 45 milliards de tonnes en équivalent de pétrole.

L'Algérie est dotée d'importantes infrastructures et de grandes capacités de production, ce secteur a connu des évolutions importantes, depuis l'adoption de la loi n°91/21 du 4 décembre 1991, réformant la loi n°86/14 sur les hydrocarbures et consacrant ainsi l'ouverture de ce secteur à l'investissement étranger. Cette démarche novatrice a donné une véritable impulsion au partenariat²¹.

Plusieurs contrats d'exportation ont été signés depuis 1992 entre la compagnie nationale Sonatrach et des compagnies pétrolières étrangères. Mis en œuvre dans l'activité d'exploration sous la forme de contrat de partage de production, le partenariat ne se limite pas à ce domaine, il

²⁰ Rapport de l'Office National des Statistiques.2012.

²¹ Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines pour l'année 2012.p 09

se prolonge en aval par la création des sociétés mixtes dans les activités des services, de maintenance et d'engineering.

Cette libéralisation du secteur des hydrocarbures élargie aux activités de l'aval pétrolier est renforcée depuis la promulgation de loi n°05-07 sur les hydrocarbures, du 28 avril 2005 cette loi, bien qu'amendée en 2006, établie la suppression du monopole de l'État dans le secteur. Sonatrach devenant de la sorte une entreprise économique et commerciale entièrement délestée des prérogatives d'autorité qui jusqu'alors avaient été les siennes et que l'État devait récupérer pour les déléguer à des agences spécialement créées à cet effet.

Le gouvernement algérien a initié une réforme de la législation sur les hydrocarbures. Un avant-projet de loi a été élaboré, il a pour fondement la nouvelle politique énergétique destinée à faire face dans les meilleures conditions au processus de globalisation accéléré de l'économie mondiale, à la libéralisation du secteur des hydrocarbures dans un marché concurrentiel, Au financement du développement du potentiel énergétique sans intervention de l'État.

1.1. Les réserves des hydrocarbures en Algérie

Le domaine minier Algérien couvre une superficie de plus de 1,5 million de Km². Il est essentiellement concentré dans quatre provinces au potentiel plus ou moins développé et appréhendé²² :

- Le Sahara Est concentre de nombreux gisements connus du pétrole et du gaz et semble encore receler un important potentiel de découvertes.
- Le Sahara Central est essentiellement une zone gazéifiée autour du gisement plus ou moins étendus De récentes découvertes permettent d'espérer de nouveaux développements pétroliers sur la zone.
- Le Sahara Ouest concentre d'importantes ressources gazières et son potentiel reste encore largement inconnu. Enfin, dans le Nord du pays, quelques découvertes du pétrole et du gaz ont déjà été réalisées, mais là encore, les réserves en hydrocarbures de cette région sont loin d'être complètement révélées.

La quasi-totalité des réserves mises à jour se situe dans la partie Est du pays, notamment dans les provinces de Oued Maya et de Hassi Massoud, où sont exploités les deux mégaisements de Hassi R'Mel (gaz) et Hassi Messaoud (pétrole), qui représentent 67% des réserves

²² Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines pour l'année 2012.p 09

établies. Le bassin d'Illizi complète le tiercé en regroupant 14% des volumes en place. L'ensemble des réserves est enfermé dans plus de 200 gisements du pétrole et du gaz.

Des réserves importantes, contenues dans le sous-sol Algérien sont estimées à plus de 11 milliards de barils rien que pour le pétrole (1% des réserves mondiales), alors que les réserves du gaz continuent encore d'augmenter au fur et à mesure des découvertes réalisées (elles sont actuellement estimées à 4500 milliards du mètre cube, soit un peu moins de 3% des réserves mondiales)²³.

1.2. La commercialisation des hydrocarbures

Sonatrach représente un rôle très important dans l'activité de commercialisation des hydrocarbures. En revanche, bien que la filiale Naftal conserve la quasi-totalité du marché, la distribution nationale du carburant est ouverte aux investisseurs nationaux et internationaux.

Les trois quarts de la production en hydrocarbures tous produits confondus sont exportés, le portefeuille d'exportations de Sonatrach est diversifié et regroupe le pétrole brut, le gaz naturel, le GNL, le GPL, le condensât, les produits raffinés, (principalement le NAFTA, les distillats moyens et les fuels)

Plusieurs pays européens sont approvisionnés en gaz provenant du champ de Hassi Rmel et les quantités livrées ne cessent d'augmenter depuis 1964. L'Algérie réalise plus de 90% de ses exportations avec l'Union européenne.

Le volume total des hydrocarbures vendu en 2011 s'est élevé à 152,6 millions TEP, le niveau des exportations en volumes a été maintenu à un niveau de 110,8 Millions TEP. Le chiffre d'affaires à l'exportation de l'année 2011 a atteint 72 Milliards US\$ contre 71,7 Milliards US\$ en 2010. Le prix moyen à l'export de la TEP s'est établi à 646,3 \$/TEP en 2011, Celui du brut a été en moyenne de 112,9 \$/bbl contre 80,1 \$/bbl en 2010. Les importations ont atteint 2,3 Millions Tonnes en hausse de 78% par rapport à 2010, suite à la hausse de la demande en importation du gasoil et des essences, les quantités vendues sur le marché national destinées aux tiers (non compris les unités Sonatrach) ont été de 36,9 Millions TEP, en augmentation de 1,5% par rapport à 2010. Cette hausse résulte essentiellement de la forte demande de Sonelgaz (22,6 Milliards m³) qui a augmenté de 8% par rapport à 2010.²⁴

²³ Ministère d'énergie et des mines : « bilan de réalisation de secteur d'énergie »,2012.

²⁴ Rapport annuel de sonatrach 2010/2011, P23.

Et en 2012 le volume d'hydrocarbure vendu est de 150,8 million TEP dont les exportations ont atteint 107,2 million TEP, le chiffre d'affaire à l'exportation a atteint 71,5 Milliards US\$, ainsi le volume d'hydrocarbures vendu sur le marché national aux tiers (non compris les unités de SONATRACH) a atteint 38,6 millions TEP, en augmentation de 5% par rapport à 2011. Cette hausse résulte, essentiellement, de la forte demande de Sonelgaz (24,9 Milliards M³) qui a augmenté de 11% par rapport à 2011. Les importations ont atteint 4,6 million tonnes, dont 85% sont des quantités de gasoil et d'essences.²⁵

1.3. L'importance des investissements

L'industrie des hydrocarbures est une industrie fortement capitaliste car hautement technique, utilisant les technologies les plus sophistiquées et les plus récentes ce qui exige des investissements énormes, cette industrie doit satisfaire une demande croissante ce qui nécessite aussi d'importants investissements dans l'Aval (activité de raffinage) et dans l'Amont (activité de production), les opérations de recherche et de production se font dans les zones de plus en plus difficiles, les nouveaux gisements seront donc en moyenne plus chers à opérer que ceux qu'ils remplaceront.

Ces deux particularités du secteur des hydrocarbures, qui sont : le niveau élevé des investissements et l'utilisation permanente de nouvelles technologies se traduisent au niveau des entreprises par l'importance de leur capacité de financement et la haute maîtrise des technologies.

1.3.1. Caractéristiques des investissements dans les hydrocarbures

L'investissement en hydrocarbure est spécifique, il doit cet aspect particulier tout d'abord au fait que c'est un secteur demandeur des fonds colossaux, d'une part, il faut financer toutes les opérations depuis la prospection jusqu'à la distribution des produits finis, et ce à la mesure de l'importance de la demande mondiale, d'autre part il faut assurer le remplacement des réserves en découvrant de nouveaux gisements puisqu'il s'agit de source d'énergie non renouvelables.

En effet la différence entre une industrie quelconque et l'industrie pétrolière réside dans le fait que l'incertitude dans la première, porte sur les ventes, alors que pour l'industrie pétrolière elle porte sur la découverte de la matière première. Autrement dit on pourrait investir dans la prospection de brut sans être sûr d'en trouver, comme on pourrait découvrir un gisement sans que

²⁵ Rapport de sonatrach 2012. P33.

la quantité de produit trouvé ne soit rentable pour la commercialisation, C'est-à-dire que le risque quant à la probabilité de recouvrir les coûts de l'investissement est élevé.

1.4. Les hydrocarbures dans l'économie nationale

L'Algérie a un sous-sol dès plus riches en hydrocarbures, elle détient même l'un des gisements du gaz naturel le plus important dans monde, mais à l'inverse de la plupart des pays producteurs du Moyen-Orient et de l'Afrique, elle a su très vite dégager une politique économique cohérente où les hydrocarbures tiennent une place particulière²⁶.

Les hydrocarbures constituent une ressource nationale pouvant être utilisée pour financer le développement, équilibrer la balance des paiements, et pour réaliser les changements socio-économiques à long terme, aussi les hydrocarbures sont considérés comme une ressource naturelle épuisable et une matière première stratégique.

Et vue de son rôle stratégique qu'il détient, ce secteur est devenu prioritaire en Algérie depuis l'adoption de la stratégie des industries de 1967 en matière d'investissement car son développement devrait assurer les besoins de l'économie nationale en énergie, en matière première industrielle, en produit fini et en moyens du financement.

1.4.1. Le rôle de l'État dans le secteur des hydrocarbures

L'État reste, en toutes circonstances, propriétaire du domaine minier, seules les quantités d'hydrocarbures extraites et les droits liés aux titres miniers, de recherche et d'exploitation de ces produits ont un caractère commercial, la différence est la consécration de la séparation du rôle de l'État en tant que propriétaire du domaine minier, régulateur et protecteur de l'intérêt général, de celui de l'entreprise publique, opérateur économique commercial. Deux agences sont créées, l'Autorité de régulation des hydrocarbures et l'Agence nationale pour la valorisation des ressources hydrocarbures (ALNAFT), et elles sont chargées de remplir respectivement les missions générales suivantes :

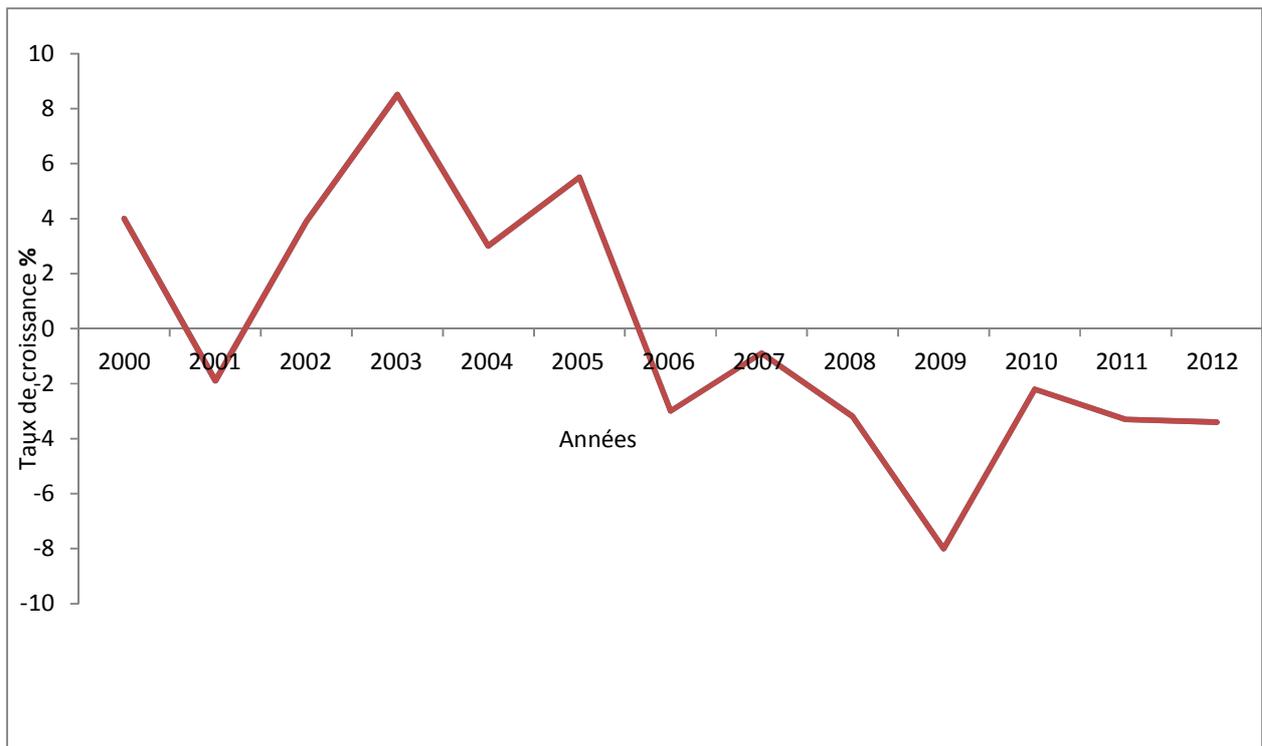
- La mise à la disposition des opérateurs pétroliers de l'information utile et la promotion des investissements dans le secteur, l'attribution des contrats de recherche et ou d'exploitation et la collecte de la redevance pétrolière.
- La régulation des monopoles naturels (transport par canalisations, stockage des produits pétroliers), ainsi que le respect des normes et standards et de la

²⁶ CHITOUR C. E., « Pour une stratégie énergétique de l'Algérie à l'horizon 2030 », OPU, Alger, 2003. Page 116.

réglementation concernant le secteur, en matière d'hygiène, de sécurité et d'environnement²⁷.

Ces deux agences nationales, bénéficient d'une autonomie de gestion et sont administrées par un conseil d'administration, et rattachées du point de vue administratif au ministère chargé des hydrocarbures.

Figure N°1: Evolution du taux de croissance de la production du secteur des hydrocarbures



Source : Établie par nous même à partir des données de l'ONS

Le secteur des hydrocarbures n'arrive toujours pas à inverser sa tendance baissière qui a été enclenchée depuis l'année 2006. En effet, le secteur clôture l'année 2012 avec une contre performance de -3,4% contre -3,3% de croissance en 2011 et -2,2% en 2010. A rappeler que durant la période septennale 2006-2012, la contreperformance la plus marquée a été enregistrée en 2009 avec un taux de croissance de -8,0%, les statistiques du Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM)²⁸ de 2012 révèlent que de manière générale l'activité du secteur des hydrocarbures n'arrive toujours pas à retrouver ses marques d'avant 2006, ainsi la production du

²⁷ Revue de SONATRACH N°62, évolution de sonatrach de 1963 à 2013.

²⁸ MEM: Ministère d'énergie et des mines.

pétrole brute et du condensat reste toujours sur une tendance baissière, passant d'une production de 64,3 millions de tonnes en 2011 à 60,4 millions de tonnes en 2012, soit une baisse de 6,1% après celle de 3,4% enregistrée en 2011. La production de gaz naturel connaît la même tendance que celle du pétrole brut et condensat passant ainsi 139,8 milliards de m³ en 2011, à 132,5 milliards de m³ en 2012, soit une baisse en volume de l'ordre de 5,2% contre une baisse de 4,1% en 2011.

Section 02 : La richesse de l'Algérie en hydrocarbures

L'Algérie dispose des richesses naturelles considérables et diversifiées, notamment en hydrocarbures, où elle occupe la quinzième place en matière des réserves pétrolières.

2.1. Potentialités du secteur des hydrocarbures

Le secteur « amont » de l'industrie nationale des hydrocarbures se distingue par les principales caractéristiques suivantes:

- L'extrême richesse et diversité du potentiel pétrolier et gazier.
- Un potentiel pétrolier sous exploité.
- L'existence de bassins sédimentaires insuffisamment explorés ou tout simplement inexplorés.
- La loi de 2005 (51/49%) qui est une législation pétrolière claire, souple et offrant de nombreux avantages aux opérateurs.

Ces caractéristiques, sont assez rares comparativement aux autres régions dans le monde, et sont de nature à attirer et favoriser les investissements émanant d'opérateurs nationaux et étrangers.²⁹

2.1.1. Exploration des hydrocarbures

Le domaine minier est très vaste, et couvre une surface représentant pratiquement 60% du territoire national. C'est un domaine très riche et très diversifié, présentant un potentiel pétrolier confirmé par les études géologiques et géochimiques effectuées par Sonatrach et les partenaires étrangers.

A l'exception de quelques bassins où ont été effectuées d'importantes découvertes du gisement d'hydrocarbures, ce domaine reste peu exploré et de vastes régions ne sont connues à ce jour que par des travaux de recherches.

²⁹ MEKIDECH Mustapha, « le secteur des hydrocarbures en Algérie », OPU, Alger 2009, p18.

Même les bassins considérés comme connus, font l'objet actuellement de réflexion et d'analyse en vue de lancer des nouveaux programmes. C'est le cas par exemple, des bassins de Hassi Messaoud, et Hassi R'mel où des forages d'exploration récents ont été implantés, et découvert de nouvelles accumulations prometteuses.

2.1.2. Exploitation des hydrocarbures

Plusieurs possibilités d'investissement sont ouvertes dans ce domaine, par exemple :

- Développement et exploitation des gisements déjà découverts
- Amélioration du taux de récupération des gisements en exploitation
- Développement et exploitation des gisements du gaz humide
- Exploitation des gisements marginaux
- Alliances pour le développement et l'exploitation de nouvelles réserves du gaz.

2.2. Le monopole de Sonatrach sur les hydrocarbures en Algérie

La seule entreprise qui détient le monopole des hydrocarbures en Algérie est bien Sonatrach Société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures, c'est une entreprise publique économique à caractère industriel et commercial, placée sous tutelle du ministère de l'énergie et des mines. Elle a été créée en application du décret numéro 63 - 491 du 31/12/1963, modifié par décret numéro 66 - 296 du 29/9/1966.

Dès l'indépendance, l'Algérie déterminée à jouer un rôle effectif dans la mise en valeur de ses richesses naturelles, se dote d'une politique de développement pour prendre en charge le développement d'un secteur aussi vital que celui des hydrocarbures. En 1966, ses domaines d'activités ont été élargis pour concerner la recherche, la production, l'exploitation, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures.

Le 24 février 1971, date de la nationalisation des hydrocarbures, l'entreprise se voit confier la lourde tâche de développer toutes les branches de l'industrie pétrolière. L'Algérie tire 95 % de ses recettes de l'exploitation et de la vente des hydrocarbures.

Le gaz et le pétrole sont donc la principale source de financement de l'économie et cette réalité ne devrait pas changer avant longtemps. Pour cela Sonatrach a mis une stratégie fondée sur les éléments suivants:

2.2.1. Objectif et évolution de la «SONATRACH»

Les objectifs de SONATRACH durant les 25 années à venir consistent à doubler le rythme de la production pour atteindre la barre de 100 millions tep annuellement, ce qui donnera une production cumulée prévisionnelle de 2,5 milliards de tep à la fin de l'année 2020.

Si parallèlement les efforts d'exploitation et de prospection des hydrocarbures ne suffisent pas à renouveler la totalité des réserves en place par la découvertes des nouveaux gisements compte tenu du volume d'hydrocarbures pourront être récupérées du sous sol, on irait irrémédiablement vers un déséquilibre énergétique très grave. Le programme des réserves à maintenir la même durée à venir a été élaboré en fonction d'une espérance de découvertes du gisement équivalent à 144 millions de tep annuellement.

Il est évident que si l'on tire compte du volume des réserves potentiellement récupérables, cette découverte ne suffirait pas à couvrir notre rythme de production des hydrocarbures ou encore moins à rattraper le retard en matière de ressources énergétiques.

Il est donc très important pour le secteur de l'énergie de SONATRACH, particulièrement de tracer une nouvelle politique énergétique ayant pour but essentiel de préserver et consolider la dynamique de production et l'exploitation des hydrocarbures.

Aujourd'hui l'évolution de l'économie mondiale des hydrocarbures, ne laisse d'autres alternatives à SONATRACH que l'adaptation, l'amélioration et la modernisation des conditions du travail.

Pour cela, SONATRACH s'appuie sur les valeurs fondamentales de la culture de l'entreprise: L'engagement dans l'intérêt, l'esprit de l'éthique, le professionnalisme, la quête de l'excellence constituent les valeurs de l'entreprise, le développement de SONATRACH est mû par une volonté de défi qui s'appuie sur :

- La compétence technologique.
- L'amélioration de la qualité de l'environnement social.
- La satisfaction du client et du marketing.
- Le transport du savoir-faire.

Les activités de SONATRACH se résument comme suite³⁰ :

- Exploitation et recherche.
- Exploitation des gisements d'hydrocarbure.
- La liquéfaction et la transformation du gaz.
- La commercialisation.
- Le transport par canalisation.

Son rôle au sein de l'économie nationale est de :

- L'approvisionnement et la stratification de la demande nationale en matière des besoins énergétique.
- Le développement et la conservation des ressources nationales en fonction de la consommation énergétique nationale.
- La réalisation de plus de 200 projets industriels représentant des investissements bruts cumulés de l'ordre de 100 milliards du dinar.
- Le développement de capacité industrielle et technologique du pays.
- La planification de l'économie qui tient compte des besoins et des capacités des autres secteurs économiques.
- La valorisation des exportations en fonction de l'équilibre financier ; de l'évolution du marché internationale, de besoins internes, du l'état des réserves et des projets réalisés dans la maîtrise des énergies nouvelles.
- La formation et le perfectionnement des compétences nationales.
- La reconstitution et l'accroissement des réserves d'hydrocarbures

2.2.2. Les nouvelles découvertes des gisements

L'année 2010 a vu la mise en évidence des réserves d'hydrocarbures additionnels avec la réalisation de vingt neuf nouvelles découvertes dont quatorze du gaz et gaz à condensat, douze d'huile et trois d'huile et gaz. Sur ces vingt neuf découvertes, vingt sept ont été réalisées par Sonatrach en effort propre et deux en partenariat avec Gazprom et Eon Rhurgas. Ces découvertes ont permis la mise en évidence d'un volume d'hydrocarbures prouvées et probables de 212 Millions de TEP. La région Est a enregistré à elle seule 13 découvertes dans le bassin de Berkine

³⁰ <http://www.sonatrach.com/nos-activites.html>

et 10 découvertes dans le bassin d'Illizi. 04 découvertes ont été réalisées dans la région Centre dans le bassin d'Amguid Messaoud et 02 découvertes dans le bassin d'oued Mya.³¹

L'année 2011 a été caractérisée par la réalisation de vingt nouvelles découvertes dont dix de gaz et gaz à condensat, sept d'huile et trois d'huile et gaz. Sur ces vingt découvertes, dix-neuf ont été réalisées par Sonatrach en effort propre et une en partenariat avec Eon Rhurgas. Ces découvertes ont permis la mise en évidence d'un volume d'hydrocarbures prouvés et probables de 161 millions de TEP. La région Est a enregistré à elle seule onze découvertes, (cinq dans le bassin de Berkine et six dans le bassin d'Illizi). Trois découvertes ont été réalisées dans la région Centre, (deux dans le bassin d'Oued Mya et une dans le bassin d'Amguid Messaoud. La région Ouest a enregistré quatre découvertes, (trois dans le bassin d'Ahnet et une dans le bassin de Bechar). Les deux découvertes restantes ont été réalisées dans le bassin du Sud Est Constantinois.³²

L'Algérie a réalisé 31 découvertes d'hydrocarbures en 2012 entre efforts propres de Sonatrach et association avec des partenaires étrangers, ces découvertes avaient alors totalisé un apport en réserves prouvées de 157 millions tonnes équivalent pétrole (TEP).

L'année 2013 s'achèvera pour la compagnie Sonatrach avec la réalisation de 25 à 28 découvertes en hydrocarbures (gaz et pétrole) à travers le pays, selon les données publiées par Sonatrach.

Section 03 : Le raffinage en Algérie

Le raffinage consiste à séparer les différents hydrocarbures composants le pétrole brut, à éliminer certaines impuretés, le soufre particulièrement et à rendre les produits obtenus conformes aux normes de commercialisation et de consommation.

Le raffinage est un maillon clé de la chaîne pétrolière. C'est ce maillon qui va permettre la transformation du pétrole brut en produit utilisable pour le transport, les besoins industriels, la fabrication du plastique, de la fibre, du caoutchouc synthétique, etc.

Bien sûr, il existe des raffineries conçues pour traiter uniquement le seul brut, mais sont des cas particuliers où la ressource estimée en brut est assez importante. Le brut sortant des puits ne peut être utilisé tel quel, car c'est un mélange assez complexe, il est donc indispensable

³¹ Rapport annuel de sonatrach 2010, page 17

³² Rapport annuel de sonatrach 2011, page 17

d'utiliser différents processus du traitement et de transformations afin de tirer le maximum du produits à haute valeur commerciale constituants hydrocarbonés, une raffinerie doit être conçue peut traiter une gamme assez large du bruts.³³

3.1. Présentation de l'activité AVAL

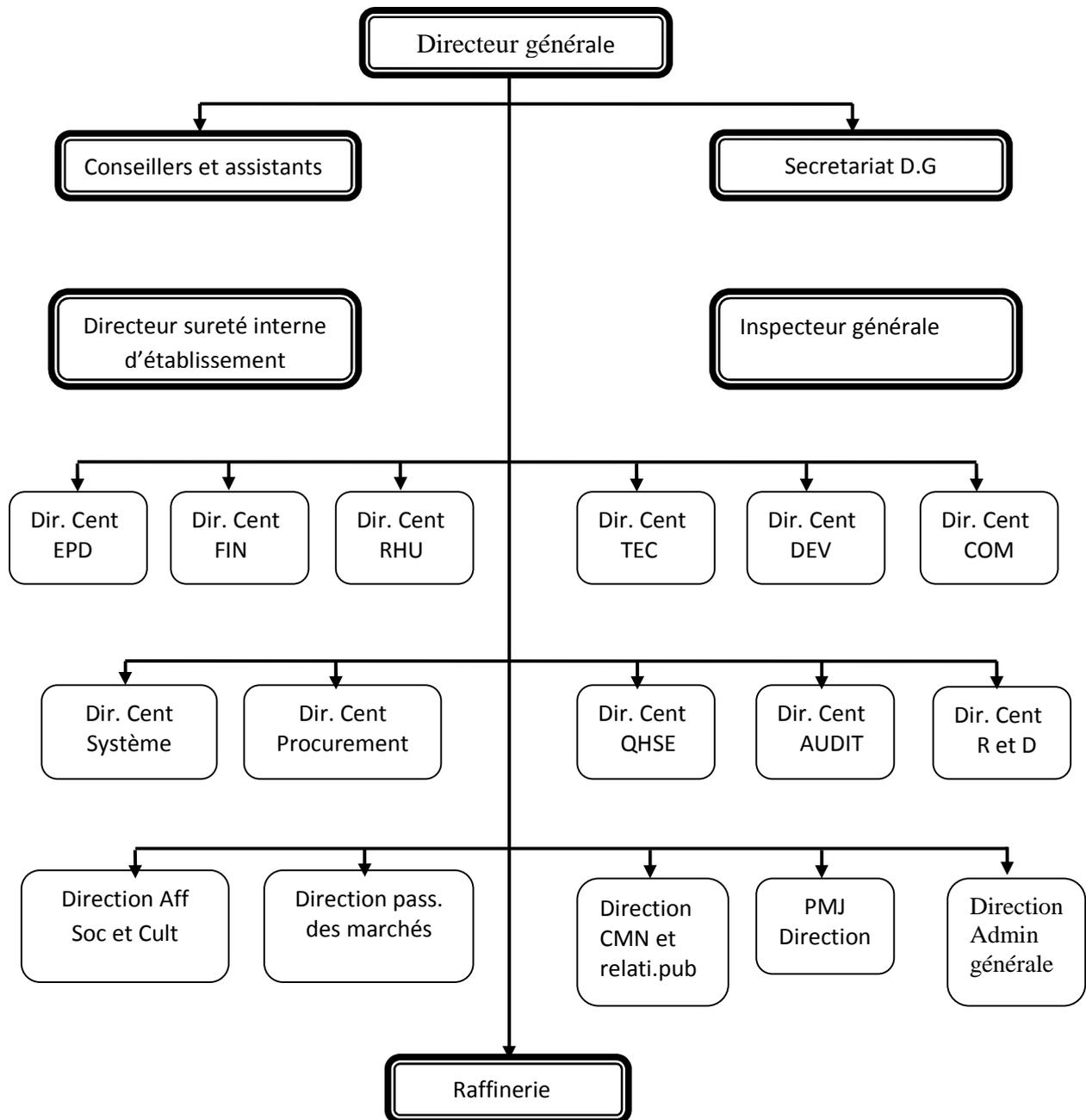
A l'origine, le raffinage était une activité intégrée dans SONATRACH. En 1982, le raffinage et la distribution des produits pétroliers (ERDP-NAFTAL). Une entreprise national de raffinage est à son tour séparé de l'activité distribution est érigée en entreprise national du raffinage du pétrole NAFTEC.

En avril 1998, l'entreprise devient une filiale dont les actions sont détenues à 100% par la Holding Raffinage et chimie du groupe SONATRACH avec un capital de 50 000 000 000 DA dénommé Société National de Raffinage de pétrole NAFTEC SPA.

3.1.1. Organigramme

L'organigramme de la société NAFTEC est le suivant (voir page suivante) :

³³ FAVENNEC. Jean Pierre : « Le raffinage du pétrole Tome 5 : Exploitation et gestion de la raffinerie ». Paris. Edition TECHNIP, 1998, p04



Source : NAFTEC

NAFTEC a pour mission principale :

- Le raffinage des hydrocarbures et ses dérivés et toutes les opérations qui sont liées,
- Le développement de toute forme d'activités conjointes en Algérie et hors Algérie.
- Le respect des spécifications et de la qualité.

Toutes les opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières et immobilières se rapportant à son sujet.

3.1.2. Produits du NAFTEC

Une gamme variée de produits raffinée aux normes actuelles nationales et internationales est produit à partir de nos raffineries tel que :

- Les produits raffinés :

- Du butane et propane ;
- Des essences normales, super, de l'essence sans plomb;
- Du naphtha ;
- Du kérosène ;
- Du gas-oil ;
- Des fuels ;
- Des aromatiques : benzène, toluène, xylènes ;
- Des bitumes routiers et oxydés ;
- Des lubrifiants ;

- Les huiles :

Une large gamme d'huile est produite a partir de la raffinerie d'Arzew dont :

- NAFTILIA SUPER PLUS :
- Huile MULTIGRADE, utilisée pour les moteurs à Essence récents, fabriqués à partir de 1990, ces moteurs fonctionnent dans des conditions sévères et en toutes saisons, vidange préconisée tous les 12 000 KM.
- NAFTILIA SUPER :
- Huile MULTIGRADE, utilisée pour le moteur à Essences fonctionnant dans des conditions climatiques variées, fabriqués avant 1990. Vidange préconisée tous les 10 000 Km.
- CHELIA VTURBO DIESEL :

- Huile MULTIGRADE, utilisée pour les moteurs diesels récents des véhicules particuliers fabriqués depuis 1990, fonctionnant dans des conditions sévères, avec un climat variée. Vidange préconisée tous les 12 000 Km.

3.1.3. Objectif : Améliorer la valeur ajoutée de la société.

- **Sur le marché national :**

Continuer à assurer la couverture des besoins en produits raffinés sur le plan quantitatif et sur le plan qualitatif, un programme de suppression du plomb des essences avec une réduction actuelle à 0,40 g/l depuis le 01/01/1999, à 0,15 g/l à partir du 01/01/2002 et la suppression totale à partir du 01/01/ 2005. Pour le gasoil, une réduction de la teneur en soufre à 0,15 % poids. L'amélioration de la formulation des huiles pour leur adaptation aux nouvelles exigences du marché est prise en compte.

- **Sur le marché international :**

Continuer à offrir des produits raffinés à l'exportation répondant aux normes en vigueur sur les marchés ciblés du MTBE (Méthyle Tétra Butane Ethyle) pour la production de l'essence euro super 95 pour l'an 2000. A partir de l'an 2005 l'intégration d'une unité isomérisation pour la production de l'euro super (teneur en aromatique).

Quand au gasoil, à partir de l'année 2005, une unité d'hydro désulfuration (HDS) est nécessaire pour être au rendez vous des nouvelles spécifications européennes.

Pour contribuer à la protection de l'environnement, un vaste programme a été mis en place pour :

- La réhabilitation des installations des raffineries pour un maintien en bon état de fonctionnement à moyen et long terme.
- La modernisation de l'instrumentation de l'ensemble des installations des raffineries pour un meilleur contrôle et fiabilité du fonctionnement des installations.
- La protection de l'environnement.
- Le respect des normes évolutives des produits raffinés sur le marché national et international.

3.2. Les raffineries en Algérie

Les raffineries sont le centre névralgique de l'industrie pétrolière en (aval), à l'origine le raffinage consistait simplement en la distillation du pétrole, pour séparer les hydrocarbures plus ou moins lourds.

3.2.1. Raffinerie d'Alger (RA1G)

Implantée à SIDI ARCINE à 5 Km d'EL HARRAACH et à 20 Km à l'est d'Alger sur une superficie de 200 hectares.

La raffinerie d'Alger a été mise en service en 1964 avec une capacité de traitement du pétrole brut de 1,6 millions de tonnes par an, portée à 2,7 millions de tonnes en 1970.

Elle est orientée vers la production des G.P.L et carburants : butane, propane, essences (normales et super), naphta, kérosène, gasoil et fuel pour la satisfaction de la demande de la région centre en produits raffinés. L'excédent de naphta et fuel sont exportés³⁴.

3.2.2. Raffinerie d'Arzew (RA1Z)

Implantée dans la zone industrielle d'Arzew, sur une superficie de 150 hectares sur le plateau d'El-Mahgoun, la raffinerie d'Arzew a démarré en 1972.

Sa capacité de traitement du pétrole brut est de 2,5 millions de tonnes par an, et de 279000 tonnes par an pour le brut réduit importé (BRI).

Elle produit des GPL, des essences (normale et super), du naphta, du kérosène, du gasoil, des fuels, bitumes (routiers et oxydés) et des lubrifiants (huiles de base, graisse et paraffine). Elle assure l'approvisionnement en produits raffinés des régions Sud et Sud ouest, les excédents sont exportés.

3.2.3. Raffinerie de Skikda (RA1K)

Implantée dans la zone industrielle de Skikda, elle a été construite en 1980 sur une superficie 190 hectare.

La capacité de traitement de cette raffinerie est de 15 million de tonnes par ans pour le pétrole brut et de 279 000 million de tonnes par an pour le brut réduit importé(BRI).Elle produit des GPL, des essences (normale et super et sans plomb), du naphta, du kérosène, white spirit, du

³⁴ Les raffineries de l'Algérie, Document interne de la raffinerie d'Alger, juillet 2009.

gas-oil, des fuels, des bitumes (routiers et oxydés) et des aromatiques (benzène, toluène, mélange xylène et paraxylène).

3.2.4. Raffinerie d'In Aménas (RA1)

Implantée près du champ pétrolier d'In Aménas pour répondre aux besoins du Sud-est du pays, cette raffinerie a démarrée en 1980.

Sa capacité de traitement de pétrole brut est de 3000 000 tonnes par an cette raffinerie est à l'arrêt depuis 1986 en raison du gonflement du sol (argiles), sa réhabilitation a fait l'objet d'un appel d'offre national et international en cours de validité.

3.2.5. Raffinerie de Hassi-messaoud (RHM)

Implantée au niveau du champ de Hassi-messaoud pour répondre aux besoins du sud du pays en carburants, cette raffinerie se compose de :

- L'ancienne raffinerie (RHM1) : de capacité du produit de 120 000 tonnes par an, elle a été mise en service en 1980.
- La nouvelle raffinerie (RHM2) : de capacité de production de 1 116 500 tonnes par an, mise en service en 1980.

3.2.6. Raffinerie d'Adrar(RA)

Cette raffinerie est opérationnelle depuis le mois de mai 2007 et dispose d'une capacité de production de 600 000 tonnes par an. Exploitée par la société China National Petroleum Corporation, une entreprise publique appartenant à l'État chinois.

3.3. Les modes de valorisation du raffinage en Algérie

Ainsi, l'Algérie met en place un système de valorisation du raffinage, tel que :

3.3.1. Programme de développement

NAFTEC a lancé un vaste programme de réhabilitation et modernisation de l'outil de production, la mise en œuvre de ce programme est subordonné aux résultats des études de diagnostic globale des installations, ce que a fait l'objet d'un appel d'offre national, international par raffinerie, il s'agit de :

- Réhabiliter ou rénover des équipements identifiés par les études de diagnostic en vue de maintenir l'outil en bon état de fonctionnement à long terme et dans des conditions de sécurité.

- Dérouler et augmenter les capacités de Topping et des gas-plants de toutes les raffineries compte tenu naturellement de tous les paramètres y différents (moyen d'expédition, marchés.....)
- Augmenter les capacités et performances des reformings dans les raffineries d'ARZEW, ALGER, SKIKDA.

3.3.2. Réhabilitation et modernisation de l'instrumentation des raffineries

Les modes du développement du raffinage sont en effet, amorcé au début des années 2000, par des études de diagnostic, ce vaste programme de modernisation, d'augmentation des capacités de production des raffineries d'Arzew, d'Alger, de Skikda a entamé durant l'année 2008, son cycle de mise en œuvre effective.

Pour rappel, il faut savoir que s'agissant de la raffinerie d'Arzew, le lancement du projet de modernisation de son instrumentation s'est effectué en Février 2005, ce projet a vu sa clôture en fin 2008.

L'année 2009, a vu également le lancement des projets de réhabilitation des équipements électriques et la mise à niveau du réseau électricité des raffineries d'Arzew et Skikda.

Parallèlement, avant fin 2009, la raffinerie de Skikda a connues, à l'issue d'une ouverture des plis les offres commerciales des trois soumissionnaires retenus à la phase technique.

S'agissant de la raffinerie d'Alger, il faut mentionner qu'il lui est également prévu tout un programme de réhabilitation et d'adaptation de ses installations, une fois achevé, rendra celle-ci la première raffinerie complexe de NAFTEC.

C'est ainsi que dans cette optique, d'ores et déjà, les essences de technologie (craquage catalytique, type FCC, reforming catalytique type CCR et l'isomérisation du naphta léger), ont été acquises durant l'année 2008 et leur engineering de base en cours de finalisation, il sera lancé dans le cadre d'une consultation restreinte vers la fin de l'année 2008.

Ce programme répond aux plusieurs objectifs :

- Continuer à satisfaire sur le plan quantitatif et qualitatif les besoins du marché national en produits raffinés en constante évolution.
- Continuer à mettre sur le marché extérieur en produits raffinés conformes aux normes européennes et internationales.

Le programme de réhabilitation et de modernisation comprend pour les trois raffineries :

- La modernisation de l'instrumentation.
- L'augmentation des capacités de raffinage.
- La reconfiguration des unités aromatiques.
- Le traitement des effluents.
- La rénovation des équipements électrique.

Ce programme une fois achevé permettra :

- De disposer d'un outil compétitif sur les plans qualitatifs.
- Préserver l'environnement.
- D'améliorer la valeur ajoutée de la société.
- D'acquérir de nouvelles parts de marché sur le plan extérieur.

NAFTEC veille constamment à l'amélioration de la qualité des produits pour les adapter aux normes européennes et internationale par l'élimination à terme du plomb dans les essences et la réduction de la teneur en soufre dans le gas-oil.

- La prévention de l'environnement au cours des opérations de fabrication
- L'amélioration de la qualité des rejets.
- L'amélioration de la qualité de l'air.
- Diminution des déchets.
- Prévention des accidents.
- Préparation à la lutte antipollution.

Conclusion

L'activité de recherche en Algérie reste insuffisante au regard des capacités du pays, au moment où il faut offrir un environnement de travail aux sociétés pétrolières similaires à celui qu'offre les autres pays pétroliers, qui constituent des concurrents potentiels, afin d'attirer le plus possible de capitaux étrangers. De plus, une stratégie des hydrocarbures devrait être mise en œuvre dans une perspective de consommation générale et de production sur le marché national qui pourrait mobiliser nos réserves gazières et pétrolières.

Ce constat justifie l'exigence d'une relance des investissements dans le domaine de l'exploitation afin d'accroître le volume des réserves connues par l'exploitation des nouveaux gisements, la mise en valeur des gisements découverts mais non exploités par des contrats d'associations avec les partenaires étrangers et l'amélioration du taux de récupération des réserves en place dans les gisements en exploitation.

Chapitre III :

Le transport routier et l'utilisation du GPL /c en Algérie

L'Algérie est un pays gazier par excellence, a engagé un important programme destiné à la promotion du GPL/C à travers notamment un ensemble de mesures incitatives pour promouvoir la consommation de cette énergie dans le futur. La baisse des prix et les facilités accordées, par Naftal, pour la fourniture et l'installation des kits GPL/C pour la conversion, et l'octroi d'une augmentation substantielle de la marge de distribution, comptent parmi les principales actions de promotion. Dans ce contexte, Naftal a signé des conventions avec des entreprises de conversion et des concessionnaires automobiles pour l'installation du kit GPL/C sur les véhicules importés.

Section 01 : le secteur routier en Algérie

L'activité du transport est au cœur du développement économique d'un pays et constitue un des principaux secteurs demandeurs d'énergie dans le monde.

1. La structure du marché automobile algérien depuis 1950

Le marché algérien de l'automobile a été, jusqu'à la fin des années 1950, marqué par une présence des constructeurs français (Renault, Peugeot, Citroën et Simca).

Dans le cadre des nationalisations l'État avait consacré le monopole entre autre sur l'activité de la filière automobile qui régissait le marché depuis le milieu des années (60) soixante, mettant fin de facto à la présence des constructeurs français en Algérie.

Les pouvoirs publics ont procédé à la fermeture de l'usine de montage de Renault d'El-Harrach, dans la banlieue sud d'Alger, et accordait le monopole exclusif de l'automobile et de la pièce détachée à une société d'État, la Société National des Véhicules Industriels (SNVI).

L'ouverture du marché en 1990, avait mis fin au monopole de l'État et a été caractérisé par l'arrivée du sud -coréen Daewoo en Algérie, ce dernier était le précurseur puisqu'il était quasiment le seul sur le marché. Cette marque, inconnue à l'équipe, avait connue un engouement important en réalisant en 1990, un volume de 24000 véhicules neufs, alors que les constructeurs français venaient juste de s'installer.

La structure actuelle du marché algérien de l'automobile est une véritable mosaïque, en effet plus d'une vingtaine de représentants des différents constructeurs européens et asiatiques sont présents en Algérie (Daewoo, Hyundai, Kia, Volkswagen, Suzuki).

Les grandes firmes européennes, comme Renault, Peugeot, Fiat, sont toujours à pied d'œuvre.

La politique d'ouverture engagée par les pouvoirs publics la restructuration industrielle et les nouvelles réformes qu'ont connues certains entreprises on fait que de grands besoins se sont dégagés, d'autant plus le parc automobile algérien devenait très vétuste : certains véhicules ayant dépassé la trentaine d'années circulent toujours, avec tous les risques que cela peut engendrer.

Entre 1998 et 1999, l'Algérie a importé 90000 véhicules dont 30 000 d'occasion (moins de trois ans). Le marché algérien a été estimé par les analystes économistes comme l'un des plus importants en Afrique après celui de l'Afrique de Sud de par le potentiel dont il dispose, ce potentiel est estimé à 220 000 véhicules, tous types des véhicules confondus.

1.1. Le parc automobile en Algérie au temps présent

Le parc automobile en Algérie, avec ces 4.8³⁵ millions de véhicules (31 décembre 2012), possède le deuxième parc le plus important d'Afrique après l'Afrique du Sud. En effet, le parc de véhicules de notre pays ne cesse de croître. Pendant le premier semestre de l'année 2008, l'Algérie a importé près de 151 194 véhicules (CNIS, 2008), il est de loin au premier rang des pays maghrébins.

Le parc de véhicules connaît un rajeunissement sans précédent, mais l'âge moyen du parc reste cependant élevé : 77% des véhicules ont plus de 10 ans d'âge et seulement 17% ont moins de 5 ans d'âge. Toutefois, ces chiffres peuvent être faussés par le fait que les véhicules définitivement immobilisés ne sont pas déclarés Le parc automobile algérien est appelé à se renouveler à cause de :

- Nouvelle taxe pour les véhicules neufs en 2008.
- L'interdiction, depuis le 26 septembre 2005, d'importer des véhicules d'occasion.
- L'obligation du contrôle technique automobile instaurée depuis le 21 avril 2005.
- L'accès des ménages au crédit bancaire débuté en 2001, cette formule se consacre aujourd'hui à l'automobile au détriment de sa vocation première, le crédit-logement.

La progression qu'à connue le parc automobile depuis les années 2000 est une preuve du dynamisme de ce marché. En effet, le parc national de véhicules a connu, de 2000 à 2007,

³⁵ Rapport de l'Office national des statistiques(ONS).2012.

un accroissement substantiel se traduisant par l'entrées de 1 million de véhicules représentant un peu plus du tiers du parc existant en 2000. Le nombre de véhicules, tous genres confondus, répertoriés en juillet 2008 s'élève à 3.9 millions d'unités contre 2.9 millions en 2000 , avec une prépondérance pour les véhicules du tourisme .Le boom automobile algérien reste un baromètre fiable de la santé de l'économie du pays , il intervient à un moment où l'Algérie connaît une stabilité politique et économique sans précédent .

En 2008, un Algérien sur 9 possède un véhicule (tous véhicules confondus), ce taux de motorisation place le pays du point de vue de la mobilité en pole position en Afrique, les raisons de ce boom sont multiples.

Il y a d'abord la hausse du pouvoir d'achat des classes moyennes sans laquelle rien n'aurait été possible. Il y a aussi la décision d'arrêt des importations des véhicules d'occasion, ce qui a eu effet de rehausse les ventes de voitures neuves.

Les chiffres donnés par le Centre national de l'informatique et des statistiques des Douanes algériennes.

Ces chiffres comportent les importations effectuées par les concessionnaires ainsi que par les particuliers pour une part moins importante .En termes de volume de ventes, la hausse est nette et positive. En comparaison à la même période de l'année dernière, la commercialisation des véhicules neufs a augmenté de 37.3%. Près de 199 113 voitures ont été cédées par les concessionnaires durant les six premiers mois de l'année 2008 contre 159 293 en 2006. Plus de 106 500 sont des véhicules particuliers et environ 30 200 véhicules utilitaires.

La seule année où les importations de voitures en Algérie ont connu une baisse, c'était en 2006. 188 006 unités ont été importées en 2006 contre 251 576 unités en 2005, soit une baisse de 25 % selon les statistiques douanières. La baisse, cependant légère, 1.9 % était principalement due à la vente.

L'Algérie a entamé depuis quelques années des contacts avec plusieurs grandes entreprises étrangères afin de trouver un partenaire pour la mis en place d'une entreprise publique d'industrie automobile , notamment le montage du véhicules .Il pourrait s'agir d'une entreprise d'État pour permettre à l'Algérie de travailler avec ses partenaires étrangers et promouvoir l'industrie automobile , comme dans ce contexte , il sera le bienvenu le partenaire étranger même s'il désire construire une unité en Algérie à 100 % .

Le parc automobile algérien s'est renforcé en 2010 avec près de 143 000 véhicules supplémentaires par rapport à 2009 pour totaliser 4.314.607 unités, selon les chiffres consolidés de l'Office National des Statistiques (ONS).

Au cours de l'année 2010, le nombre des véhicules immatriculés et réimmatriculés s'élevaient à 939.405 unités, dont 142.780 véhicules neufs, indique l'office. Les immatriculations des véhicules neufs ou d'occasion ont connu une baisse « sensible » de 42.000 véhicules et ce, malgré une légère hausse des importations opérées essentiellement par les concessionnaires.

Durant l'année 2010, l'Algérie a importé 285.337 véhicules, en hausse de 2.68% (7.000 unités) par rapport à 2009, due à l'augmentation de 4.1% des importations des concessionnaires qui ont totalisé 265.859 véhicules. Par contre, les importations des particuliers ont baissé de 13.42% (près de 3.000 véhicules) totalisant 27.834 unités.

La majorité des véhicules importés sont constitués des véhicules du tourisme (6 à 10 chevaux), alors que les véhicules utilitaires (camions, camionnettes, remorques, de plus de 17 chevaux) ne représentent que 6 % des véhicules neufs mis en circulation.

L'Office précise que la région Centre, dont principalement cinq wilayas (Bejaia, Blida, Tizi-Ouzou, Boumerdes et Tipaza) concentrent plus de 50 % de l'ensemble des immatriculations en véhicules neufs, alors que la région Est regroupe 14% des immatriculations.

La wilaya d'Alger à elle seule, concentre plus de 30% des véhicules neufs mis en circulation en 2010, selon l'ONS. La part des véhicules de moins de cinq ans d'âge représente 20.68% (892.300 unités) de l'ensemble du parc, constituée essentiellement par des véhicules du tourisme avec 628.800 unités et des camionnettes avec 161.130 unités.

Les véhicules de la tranche d'âge (5 à 9 ans) représentent 11.79% du parc automobile national (508.815 unités) , de 10 à 14 ans (4.34%) , de 15 à 19 ans (5.53%) et enfin les véhicules de 20 ans et plus représentent plus de 57.6% , soit 2.487.959 unités dont plus de la moitié (53.33%) sont des véhicules de tourisme (1.435.038 véhicules) .

La répartition du parc national automobile par genre de véhicules, montre que les véhicules de tourisme viennent en tête avec près de 62.4%, soit 2.691.075 unités du chiffre global (4.314.607) , suivis des camionnettes (19.67% - 848.820 unités) , des camions (8.53% - 368.236 unités) , des tracteurs agricoles (3.06% - 132.225 unités) , les autocars et autobus (1.68% - 72.538 unités) , et les motos avec seulement 0.28% soit 12.109 unités .

Le parc national reste dominé par les marques françaises qui représentent plus de la moitié avec 52.58% , soit près de 2.268.600 voitures , les japonaises (10.92% - 471.179 unités) et les voitures allemandes (7.72% - 333.151 unités) , les voitures italiens (4.92% - 212..313) et les véhicules algériens au 5ème rang avec 4.87% , soit 209.967 unités .

Les véhicules algériens sont composés surtout des produit de la SNVI dont plus de 95.630 camions et 14.373 autocars /autobus aux qu'elles s'ajoutent les tracteurs de CMA, avec tracteurs agricoles (88.275 unité) et tracteurs routiers (11.648 unités).

La voiture sud coréenne occupe la 6ème place avec 3.51%, soit 151.299 unités, suivie par l'américaine avec 2.01% (86.698 unités).

Selon l'ONS, 65.73%des voitures roulent à l'essence contre seulement 34.27% au gasoil .La majorité des voitures de tourisme (81.20%) utilisent l'essence comme source d'énergie et (18.80%) le gasoil, alors que les camions avec 94.44% consomment de gasoil.

1.2. La relation des carburants avec le secteur du transport routier

1.3.1 Carburants et transport routier

La consommation nationale des carburants routiers classiques, que sont les essences et le gasoil, s'élevait en 2012, à plus de 12 millions de tonne.

Dans les années à venir, cette consommation ne cessera de croître et elle atteindra près de 15 millions de tonnes en 2019 même dans le cas de la mise en place de dispositif de maîtrise de la croissance.

Le rythme de croissance de la consommation de carburants est très élevé et avoisinait les 13% ces dernières années et le gasoil constitue 75% de la demande totale en carburants routiers.

Ce rythme de croissance record a conduit à l'absorption de toute la production nationale de produits pétroliers à partir du raffinage et il faut maintenant procéder à des importations d'appoint qui se sont élevées pour la seule année 2013 à trois millions tonnes et pour un montant de 3,442 milliards de dollars américains³⁶, A ce sujet toutes les dispositions nécessaires ont été prises pour assurer, à court et long termes, la couverture de la totalité des besoins en carburants routiers par l'outil national de raffinage .

Dans ce cadre, un important programme de réhabilitation des raffineries a déjà été engagé. A son achèvement prévu en 2014, ce programme de réhabilitation permettra

³⁶ Selon les données de SONATRACH, Année 2013.

d'augmenter sensiblement la production de carburants et d'assurer la satisfaction de la demande nationale.

Les spécifications techniques des carburants ont également connu ces dernières années, un bond qualitatif sensible notamment par la mise sur le marché d'essences sans plomb en quantité appréciables, à travers tout le territoire national ; aujourd'hui, 25% des essences mis sur le marché sont des essences sans plomb.

Le programme de développement de l'outil de raffinage permettra, dès la généralisation de l'utilisation de l'essence sans plomb, 2013–2014 et l'introduction sur le marché national du gasoil à basse teneur en soufre, Ces mesures de réhabilitation et de développement de notre outil de raffinage, qui relèvent de l'investissement, sont certes nécessaires, mais elles seraient largement incomplètes et insuffisantes si un effort de rationalisation n'était pas entrepris pour faire le meilleur usage des ressources pétrolières qui sont épuisables.

Ces ressources pétrolières, avec les autres formes d'hydrocarbures, gaz naturel, condensat et GPL, constituent l'essentiel des exportations du pays et par la même des recettes en devise.

Il est donc clair que tout ce qui est consommé sur le marché national vient réduire notre potentiel d'exportation.

Ceci explique, entre autres, pourquoi à l'instar de ce qui se passe partout dans le monde, la politique énergétique nationale intègre, comme dimension fondamentale, la rationalisation et la maîtrise de l'utilisation de l'énergie en général et celle des carburants routiers en particulier. Sans oublier, que le transport routier, par l'usage des carburants, est un vecteur important en termes de pollution de l'air et d'émission du gaz carbonique, néfaste pour l'environnement.

Aujourd'hui la communauté mondiale se préoccupe fortement de cette question, notamment par la tenue de cycles de négociations internationales continus.

Dans le domaine des transports routiers qui nous intéresse plus particulièrement aujourd'hui, un travail appréciable a déjà été fait ; il a consisté notamment à orienter la consommation vers les carburants les plus disponibles chez nous et notamment le GPL/C.

Section 02 : La politique de promotion du GPL/c

Selon le ministère de l'énergie et des mines, la consommation des carburants en Algérie obéit à certaines considérations³⁷ :

- Privilégier pour les besoins internes de l'énergie la plus disponible et la moins entamée.
- Promouvoir l'utilisation des carburants propres pour lutter contre la pollution atmosphérique, notamment celles d'échappement des gaz des véhicules.

L'objectif de cette section est de dévoiler les caractéristiques techniques et économiques relatives aux véhicules et au carburant GPL/c qui contraignent le développement de ce carburant dans le transport routier.

Ainsi, cette section sera partagée en trois éléments. Le premier présentera les atouts favorisant le développement du GPL/c. Le deuxième analysera les mesures de promotion de ce carburant. Et le troisième expliquera les résultats de ces mesures.

2.1. Les avantages du GPL/c

Le GPL/c présente plusieurs avantages dans plusieurs domaines que ce soit sur le plan technique, écologique et sécuritaire et sur le plan économique, parmi ces avantages on trouve :

2.1.1 Les avantages économiques

La promotion du GPL/c permet à l'Algérie de libérer des quantités d'essence et de gas-oil pour l'exportation. Celle-ci, puisque le prix des carburants classiques sur le marché international est plus élevé que celui de GPL/c, génère des gains économiques importants.

À titre d'exemple, les gains tirés de la substitution de l'essence par le GPL/c au cours de la période allant de 1990 à 1996 sont estimés à 25 574 212 dollars US³⁸.

Le GPL/c permet aussi de réduire les coûts de l'activité de transport. Son utilisation pour parcourir un kilomètre génère un gain de 0,94 dinars algériens par rapport à l'utilisation de l'essence³⁹.

³⁷ Ministère de l'énergie et des mines, « gas-oil et produits pétroliers : en jeu et déficit », journée d'étude sur le gas-oil, Alger, 2007

³⁸ Direction réseau NAFTAL, « expérience algérienne sur le GPL/carburant », un document du ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement, regroupant les communications sur le développement et la promotion du GPL/c, Alger, 1997

³⁹ APRUE, in www.aprue.org.dz

Ainsi, pour une année de fonctionnement, les gains qui peuvent être tirés par un véhicule particulier (celui-ci parcourt en moyenne 30 000 kilomètres par an) et un véhicule utilitaire (celui-ci parcourt en moyenne 38 000 kilomètres par an) sont estimés respectivement à 28 200 et 35 720 dinars algériens. Ces gains permettent de couvrir la totalité du coût du kit de conversion qui est de 20 461 dinars TTC pour kit classique et 20 709 dinars TTC pour kit injection⁴⁰. En dix ans, la durée de vie d'un véhicule, les gains nets atteindront 253 800 et 321 480 dinars algériens respectivement pour les véhicules particuliers et utilitaires.

2.1.2 Les avantages techniques

Le GPL est un carburant de bien meilleure qualité que les carburants classiques. L'homogénéité du GPLC, son haut pouvoir calorifique et son indice d'octane élevé, assurent une combustion moteur beaucoup plus complète que dans le cas de l'essence ou du gasoil ce qui se traduit par un meilleur rendement énergétique. Meilleure autonomie grâce bicarburant (Essence et GPL). L'absence d'impuretés dans le GPLC réduit sensiblement l'encrassement du moteur qui se produit dans le cas de la carburation essence ou gasoil en raison du dépôt de calamine au niveau des injecteurs et dans la chambre de combustion. Enfin, la nature gazeuse du GPLC évite la dilution des lubrifiants au niveau des parois des cylindres assurant ainsi une meilleure lubrification qui permet de réduire sensiblement l'usure du moteur et notamment celle des chemises, des cylindres, des pistons et des segments. A ce propos, il faut noter que le problème de l'usure prématurée des soupapes constatée auparavant sur certains vieux modèles de véhicules fonctionnant au GPL, a été définitivement réglé par l'utilisation de matériaux plus adaptés dans les moteurs modernes.

2.1.3 Les avantages écologiques sécuritaires

Le GPLC brille par des caractéristiques qui en font un carburant propre, il a plusieurs caractéristiques écologiques, il est inodore et incolore, ne contient ni plomb, ni benzène, et la teneur en soufre est très nettement inférieure à celle des autres carburants (essence et gasoil)

Sur le plan sécuritaire, on peut dire le GPLC n'est pas plus dangereux que les autres produits inflammables. Il fait l'objet de normes extrêmement rigoureuses qui rendent son utilisation plus fiable

⁴⁰ Entreprise nationale de distribution et de commercialisation des produits pétroliers NAFTAL

2.2. L'expérience algérienne de promotion du GPL/c

Le GPL/c a été utilisé, depuis longtemps, comme le carburant pour l'attraction des véhicules. Les États Unis sont les premiers à l'avoir utilisé en 1912. Il est par la suite adopté par d'autres pays à leur image la Hollande en 1953 et le Japon en 1962. En Algérie ce carburant a été introduit dans le secteur des transports pour la première fois au début des années 1980.

La promotion de ce carburant vise comme objectif⁴¹ :

- Favoriser l'utilisation rationnelle des différentes sources d'énergies disponibles ;
- Réduire substantiellement la consommation des essences en vue de dégager des quantités à l'exportation ;

Nous tenterons de présenter dans cet élément les différents programmes de promotion du GPL/carburant.

2.2.1. La période de préparation 1977-1982

Avant la promulgation du décret n°83-490 autorisant l'utilisation du GPL/c comme force motrice des véhicules, une série d'expérimentation sur une flotte de véhicule a été menée. L'objectif de ces essais et expériences est de soulever les problèmes techniques, sécuritaires et économiques que l'usage de ce carburant peut présenter dans un contexte algérien. Les résultats obtenus ont été en faveur de son usage. De ce fait, le décret n°83-490 a autorisé son utilisation dans le transport routier.

2.2.2. La période d'introduction 1983-1985

Après avoir démontré la possibilité d'introduire le GPL/c dans le transport routier, un ensemble de mesures visant à réunir les premières conditions de son développement ont été prises. Celles-ci sont⁴² :

- Élaboration des textes réglementaires nécessaire à l'utilisation du GPL comme carburant ;
- Fixation du prix du GPL carburant à la vente ;
- Importations des équipements nécessaires à l'opération de conversion ;
- Renforcement des réseaux de distribution ;
- Étude de la possibilité de fabrication des équipements de conversion en Algérie ;

⁴¹ Direction réseau NAFTAL, Op. Cit.

⁴² Direction réseau NAFTAL, Op. Cit.

Concernant la réglementation, celle-ci, visent à assurer la sécurité des individus en définissant les conditions de l'installation des équipements de conversion et de la distribution du GPL/c.

L'arrêté interministériel du premier Aout 1983 oblige les automobilistes à installer des réservoirs en mesures de supporter une pression maximale à température de 60°C. Ces derniers doivent être conçus de telle sorte qu'ils ne représentent aucune fuite. Cet arrêté est modifié et complété par l'arrêté interministériel de 23 novembre 1985 fixant les conditions de remplissage du réservoir par l'extérieur : le passage par la carrosserie doit être réalisé en acier oxydable ou en cuivre rouge, il doit avoir un diamètre extérieur de 10 millimètre au plus et une épaisseur de 1 millimètre au moins.

L'arrêté interministériel de 20 septembre 1983, quant à lui, oblige les opérateurs de mettre ce carburant dans un réservoir fixe. Il exige à toutes les stations services de mettre en place des moyens de secours et d'assurer la garde en d'hors des heures de travail. Les stations services doivent être aussi clôturées par un grillage et elles doivent respecter les distances de sécurité entre air de distribution GPL/c, essence et gas-oil.

Concernant le prix, celui-ci a été fixé de manière administrative. Il a été défini de telle sorte à encourager son usage : il est de 1,1 dinar algérien le litre contre 2,85 dinars pour l'essence normal et 3,45dinars pour l'essence super.

2.2.3. La période de généralisation (fin des années 1980 à nos jours) : Les objectifs

À partir de 1986, certains plans d'action visant la généralisation de l'utilisation du GPL/c dans le transport routier, particulièrement dans la partie Nord de l'Algérie, ont été mis en place. Le premier plan (1982 à 1992) visait la conversion de 100 000 véhicules essences aux véhicules GPL/c (soit une moyenne de 10 000 véhicules par an) et la réalisation de 320 stations service.

Plus récemment, vue les résultats non satisfaisants en matière de promotion de ce carburant, un deuxième principal plan (dénommé Prop-Air), tracé dans le cadre de la mise en ouvre du programme nationale de maitrise de l'énergie 2007-2011, a été défini. Celui-ci vise comme objectif la conversion de 8 000 véhicules particuliers au GPL/c, soit 2 000 véhicules par an.

2.3. Les moyens mobilisés pour la généralisation GPL/c

Pour réussir la promotion du GPL/c, plusieurs actions ont été mises en place : la réglementation, la tarification des carburants et autres.

2.3.1. La réglementation

Un ensemble de lois ont envisagé le développement de GPL/c. les principales sont les suivantes :

- **La loi N°99-09 du 28 Juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie**

La maîtrise de l'énergie, au sens de cette loi, couvre l'ensemble d'actions et de mesures visant l'utilisation rationnelle de l'énergie, le développement des énergies renouvelables et la réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement⁴³.

Les objectifs de cette loi sont définis par l'article 6 comme suit⁴⁴ :

- améliorer l'efficacité énergétique.
- développer l'utilisation de GPL, en complémentarité avec le gaz naturel.
- la réduction progressive de la part des produits pétroliers dans la consommation nationale d'énergie.
- la conservation de l'énergie, la substitution inter énergétique, et les économies d'énergie au niveau de la production, de transformation et de l'utilisation.

Les moyens envisagés par cette présente loi pour la concrétisation de ces objectifs sont :

- l'introduction des normes et exigences d'efficacité énergétique.
- le contrôle d'efficacité énergétique.
- l'audit énergétique.
- le programme national de maîtrise de l'énergie.
- la recherche et développement.
- le financement de la maîtrise de l'énergie.
- la coordination des actions de maîtrise de l'énergie.
- les mesures d'encouragements et d'incitations.
- l'amélioration de la connaissance du système énergétique ; et la sensibilisation des utilisateurs.

⁴³ Article 2 de la loi N° 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie. 28 juillet 1999.

⁴⁴ Article 6 de la loi N° 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie. 28 juillet 1999.

Certaines de ces mesures visant plus précisément la promotion du GPL/c dans le secteur de transport ont été mises en place. Il s'agit de la taxe environnementale sur l'essence normale et super sans plomb et du financement de la conversion de 45 000 véhicules au GPL/c.

Environ 47 millions de dollars ont été réservés pour réussir cette opération de conversion.

- **Loi N°05-07 de 29 Avril 2005 relative aux hydrocarbures**

Cette présente loi a pour objectif de définir le régime juridique des activités de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de raffinage, de transformation des hydrocarbures, de commercialisation, de stockage et de distribution des produits pétroliers.

L'article 9 de cette loi prévoit d'établir sur le marché intérieur des prix des produits pétroliers et des gaz naturel de façon à : encourager la consommation de produits pétroliers peu polluants tels que l'essence sans plomb, le gaz naturel comprimé et le GPL carburant ; inciter les opérateurs à développer les infrastructures nécessaires à satisfaire la demande algérienne d'énergie ; et encourager la consommation du gaz naturel dans les activités de production de l'électricité, industrielles et pétrochimiques.

En effet, sachant que les prix hors taxe doivent regrouper tous les coûts et marges bénéficiaires des activités de production, de distribution et de stockage, la fiscalité des carburants est définie de façon à promouvoir les carburants propres.

2.3.2. La tarification

L'un des instruments qui semble être très important pour la promotion du GPL/c est de rendre l'usage par kilomètre du véhicule GPL/c moins coûteux que celui des autres véhicules.

Pour aller dans ce sens, les pouvoirs publics ont fait du prix du GPL/c à la pompe le moins élevé par rapport aux essences et au gas-oil.

Depuis les réformes économiques visant la transition vers l'économie de marché, les prix hors taxe des carburants devront refléter autant que possible⁴⁵ :

- Le prix du pétrole brut entré en raffinerie. Celui-ci est calculé pour chaque année civile sur la base de prix moyen du pétrole brut à l'exportation sur les dix dernières années civiles ;

⁴⁵ Article 9 de la loi n°05-07 du 27 Avril 2005 relative aux hydrocarbures

- Les coûts du raffinage, de transport, de stockage, de distribution de gros et de détail, plus les marges raisonnables dans chaque activité ;
- Les amortissements des investissements ainsi que leurs coûts de renouvellement nécessaires à la continuité des activités citées ci-dessus.

Ainsi, les prix des carburants sont composés de leurs prix de sortie de la raffinerie, du montant de la TPP, du montant de la TVA, de la taxe environnementale et des marges de distribution.

C'est la TVA qui favorise davantage la promotion du GPL/c, par contre la TPP encourage davantage la consommation du gas-oil⁴⁶. Notant aussi qu'au moment où ces deux carburants sont exonérés de la taxe environnementale, les automobilistes roulant aux essences supportent depuis 2002 une taxe environnementale fixée à un dinar le litre.

2.3.3. Autres mesures

Certaines autres mesures ont été aussi adoptées pour la généralisation de l'utilisation du GPL/c. Il s'agit de la libéralisation de l'activité de commercialisation du GPL/c : depuis le début des années 1990, ces activités sont élargies aux opérateurs privés, ce qui a permis de réduire la charge sur l'entreprise national NAFTAL.

L'autre mesure consiste en l'octroi de crédit aux automobilistes souhaitant convertir leur véhicule au GPL/c. Depuis Février 2009, les personnes souhaitant convertir leurs véhicules au GPL/c peuvent bénéficier d'un crédit à taux d'intérêt nul. Ce crédit est de 25 000 dinars dans le cas d'un véhicule à système de carburateur et de 35 000 dinars pour un véhicule injection remboursables en deux ans⁴⁷.

La troisième mesure est la subvention des kits de conversion. Le prix du kit classique était de 23 060 dinars, celui du kit d'injection était de 26 278 dinars et celui kit séquentiel était de 52 970 dinars. À l'heure actuelle, leurs prix sont ramenés respectivement à 20 461 dinars, 20 709 dinars et 37 722 dinars⁴⁸.

⁴⁶ En 2000, le montant de TPP est de 698,38 dinars/hectolitre pour essence normale, de 114,59 dinars/hectolitre pour le gas-oil et 295,76 dinars/hectolitre pour le GPL/c. Ainsi, le montant TVA était de 221,15 dinars/hectolitre, de 130,23 dinars/hectolitre et 73,63 dinars/hectolitre respectivement pour l'essence normale, le gas-oil et le GPL/c. Ceci s'est traduit par l'augmentation du différentiel prix essence normale/GPL de 1,6 à 12,2 dinars et du différentiel prix gas-oil/GPL de -0,31 à 4,7 dinars.

⁴⁷ APRUE, « APRUE et BDL concluent une convention de financement pour le développement du GPL/C », bulletin trimestriel N°15, 2009.

⁴⁸ Entreprise de commercialisation des produits pétroliers NAFTAL

Nous retenons de cette section les enseignements suivants :

- La promotion de GPL/c permet de réduire les coûts de fonctionnement du parc automobile et d'augmenter les recettes d'exportation des hydrocarbures.
- La généralisation du GPL/c est confrontée à plusieurs contraintes : différentiel prix essence-GPL/c ne permettant des gains économiques que pendant une année de fonctionnement, un réseau de distribution peu répandu, perte de garanties fournies par les concessionnaires en cas de conversion au GPL/c, faible efficacité des véhicules GPL/c et coût de conversion élevé.

Conclusion

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. Elle représente le cinquième de la consommation énergétique mondiale.

En Algérie, NAFTAL sous l'impulsion des pouvoirs publics a suivi une stratégie de développement du marché du GPL basé sur des actions telles que l'investissement croissant dans la chaîne GPL, l'élargissement du réseau de distribution du carburant afin de le rendre disponible auprès du consommateur, l'augmentation du nombre des centres de conversion sur le territoire national, l'offre de promotion pour booster la demande sur le GPL.

Les efforts déployés par NAFTAL se sont heurtés à plusieurs obstacles à savoir, les lois qui interdisent l'implantation des points de ventes GPL dans les agglomérations par mesure de sécurité, le coût relativement élevé de l'opération de conversion, l'interdiction aux véhicules équipés de kits GPL d'accéder à certains endroits publics, ce qui fait que l'utilisation du carburant GPL en Algérie reste minime comparativement aux autres carburants.

**Chapitre IV :
Analyse empirique de la demande du gasoil**

A la lumière des éléments théoriques présentés déjà, nous allons tenter dans ce chapitre de faire une application empirique sur une réalité très importante dans notre pays, et qui est considérée parmi les opérations les plus prépondérantes de l'activité économique de l'État. C'est bien le secteur des hydrocarbures, et plus précisément la consommation des produits pétroliers, notamment le gasoil. Il s'agit d'estimer une fonction de demande du gasoil pour l'Algérie sur une période allant de 1970 jusqu'à 2012 sur la base des données disponibles.

Section 1 : Analyse descriptive des données

Comme toute méthode d'analyse, l'économétrie s'appuie sur un certain nombre de variables qui lui sont propres. Les principaux ingrédients d'un modèle économétrique qui sont la variable à expliquée et les variables explicatives, les perturbations et les paramètres.

1.1. le choix des variables

Dans notre travail, nous avons essayé de choisir au mieux les variables explicatives qui sont en corrélation directe avec la demande du gasoil et pour cela nous avons retenu:

- Le prix du gasoil;
- Le produit intérieur brut ;
- Le revenu disponible des ménages ;
- Le parc automobile diesel.

Le choix des variables explicatives s'est effectué sur la base de la disponibilité des informations au niveau de : ONS, NAFTAL et MEM

1.2. Analyse graphique

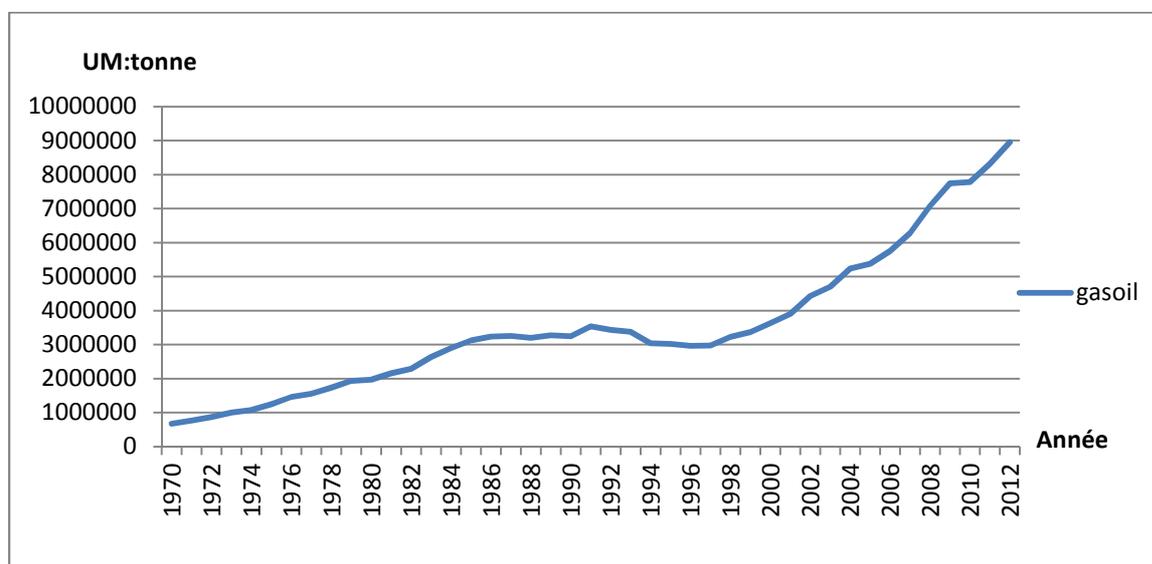
La demande sur les carburants à l'échelle nationale a connu une hausse importante et plus particulièrement la demande du gasoil dont une partie est satisfaite grâce aux importations depuis 2007 à nos jours

Dans ce qui suit nous allons présenter graphiquement l'évolution de la demande du gasoil et ces déterminants

1-2-1-Évolution des ventes du gasoil pour la période 1970-2012

Le graphe suivant représente l'évolution des ventes du gasoil pour la période 1970-2012 :

Figure N°4: Évolution des ventes annuelles de gasoil



Source : établie par nous même a partir des données fournies par NAFTAL

Pour la période 1970-2012, les ventes de ce carburant ont enregistré un taux de croissance moyen de (1236%), on remarque une légère diminution entre l'année 1984 et 1985. On constate que cette baisse persiste jusqu'en 1988. En 1989, il y a eu une augmentation de la consommation du gasoil par rapport aux années précédentes, cette croissance est due essentiellement à :

- La reprise de l'activité économique ;
- La réouverture des chantiers des travaux bâtiments ;

Malgré que le gasoil continue à occuper la première place dans le marché des carburants, il connaît toujours une régression des ventes estimées à (-0,43%) en 1994 avec une structure de 57% dans le total des carburants contre 58% en 1984. Cette régression au profit des essences s'explique par la cessation de l'activité économique

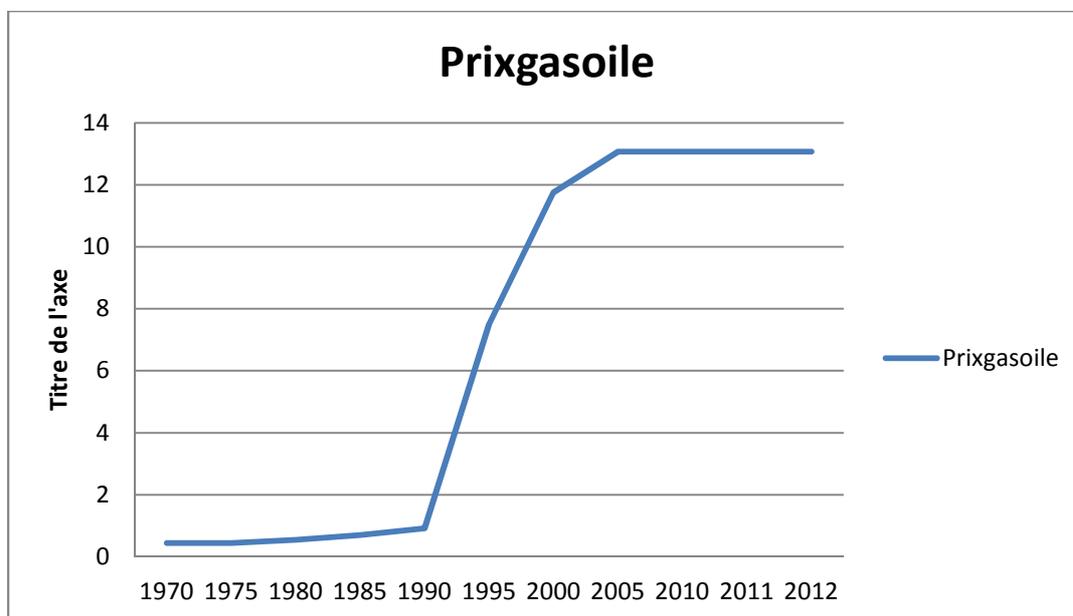
La période 1995-1997 a connu une stabilité de la consommation du gasoil, cela est due de conjoncture économique difficile causée par la situation non sécuritaire qui a survécu à travers le pays et la dégradation générale du pouvoir d'achat.

A partir de 1998, les ventes du gasoil ont progressé avec un taux positif, sa part du marché est passée à 75% en 2010. d'ailleurs l'Algérie avait importé en 2012, deux millions de tonnes de gasoil pour faire face à la demande sans cesse croissante de ce carburant par le parc automobile national, cela est expliqué par l'augmentation de la consommation et une dynamique économique encouragée par les programmes d'investissement publics ainsi que l'augmentation du parc automobile national, lequel a atteint plus de 4,8 millions de véhicules.

1.2.2. Analyse de l'évolution des prix annuels moyens du gasoil (DA)

Le graphique suivant représente l'évolution des prix annuels moyens du gasoil (DA) :

Figure N°5: Évolution des prix annuels moyens du gasoil (DA)



Source : établie par nous même à partir des données fournies par ONS

Le prix a joué toujours un rôle déterminant dans la consommation des produits pétroliers.

A partir du graphique suivant, on peut remarquer que tous les prix du gasoil ont une tendance à la hausse, durant la période 1970-2012 avec une stabilité relative ces dernières années. On distingue ainsi trois phases :

La première phase du 1970 à 1991 où le rythme de l'augmentation des prix est faible avec une stabilité relative durant les huit premières années.

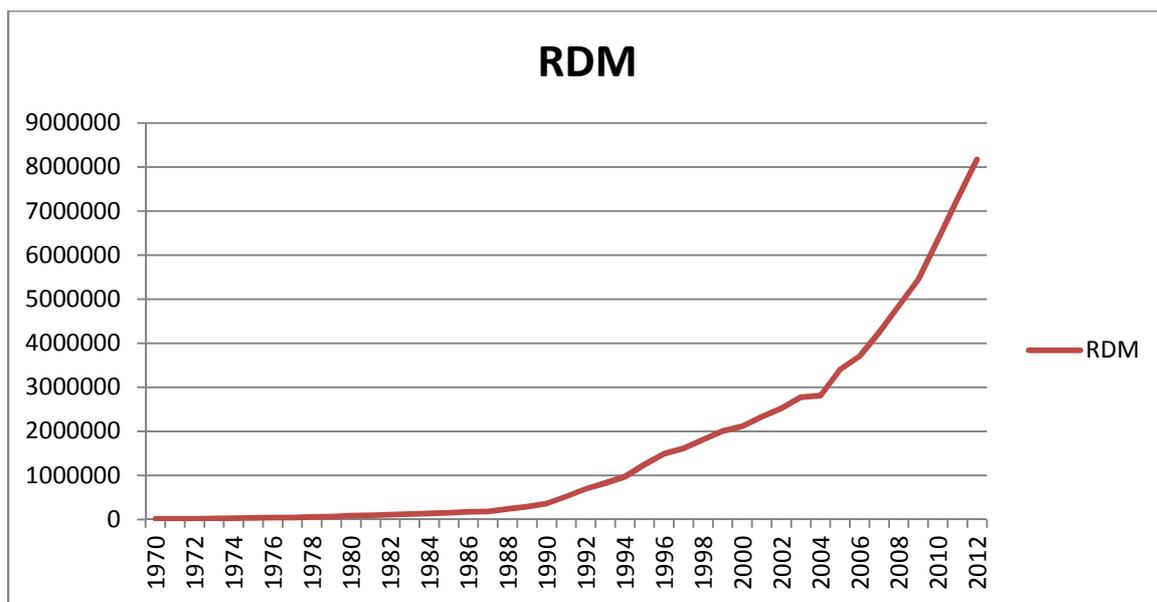
La deuxième phase est entre 1991 et 2003, cette dernière est caractérisée par une augmentation continue des prix du gasoil avec rythme un peu accéléré par rapport à la phase précédente.

Enfin, la troisième phase de 2003 à 2012 a connu une stabilité absolue des prix du gasoil soit 13,70DA/L.

1.2.3. Analyse de l'évolution du revenu disponible des ménages (million DA)

Le graphe suivant représente l'évolution du revenu disponible des ménages (million DA) :

Figure n°6 : Évolution du revenu disponible des ménages



Source : établie par nous même a partir des données fournies par ONS

A partir de ce graphique ci-dessus, on peut remarquer que le revenu disponible des ménages est en augmentation continue sur toute la période 1970-2012, on peut aussi distinguer deux phases principales de l'évolution.

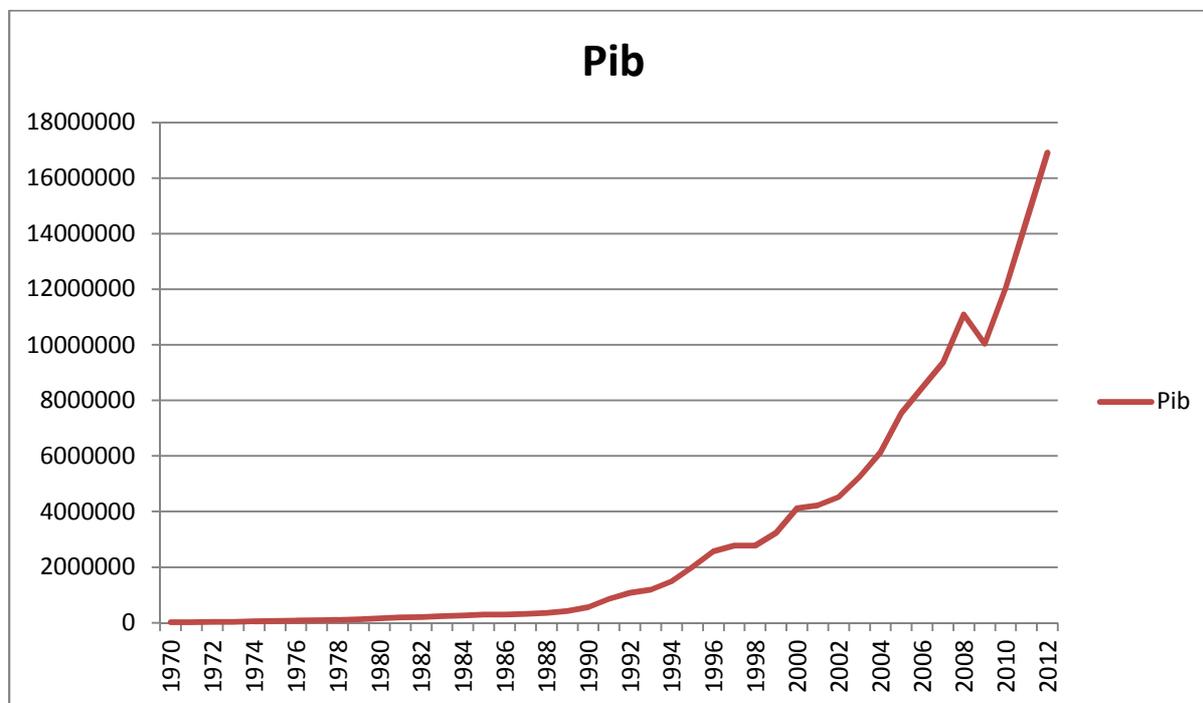
-La première phase commence en 1970 à 2004, où le revenu croît de façon graduelle et relativement lente.

-La deuxième phase se prolonge de l'année 2004 à 2012 où l'augmentation du rythme se poursuit toujours mais avec un rythme plus rapide par rapport à la phase précédente.

1.2.3. Analyse de l'évolution de produit intérieur brut (milliards dollars)

Le graphe suivant représente l'évolution de produit intérieur brut (milliards dollars) :

Figure n°7 : Évolution du produit intérieur brut



Source : établie par nous même a partir des données fournies par Banque Mondiale

Le produit intérieur brut (PIB) est l'un des agrégats majeurs des comptes nationaux. En tant qu'indicateur économique principal de mesure de la production économique réalisée à l'intérieur d'un pays donné, Le PIB vise à quantifier pour un pays et une année donnée la valeur totale de la « production de richesse » effectuée par les agents économiques résidents à l'intérieur de ce territoire (ménages, entreprises, administrations publiques). Le PIB reflète donc l'activité économique interne d'un pays et la variation du PIB d'une période à l'autre est censée mesurer son taux de croissance économique.

A partir du graphique ci-dessous, On constate une évolution progressive au début de la période entre 1970 et 1984 et ceux grâce aux recettes générées par la fiscalité pétrolière, en suite une décroissance remarquable, influencée par l'instabilité politique et au beaucoup plus par le contre choc pétrolier de 1986 (chute drastique des prix du pétrole soit 6\$/baril), passant de 264469.8 millions de dinars en 1984 à 296551.4 millions DA en 1986 et à 312787.1 millions de DA en 1987. Pour connaître après une hausse remarquable.

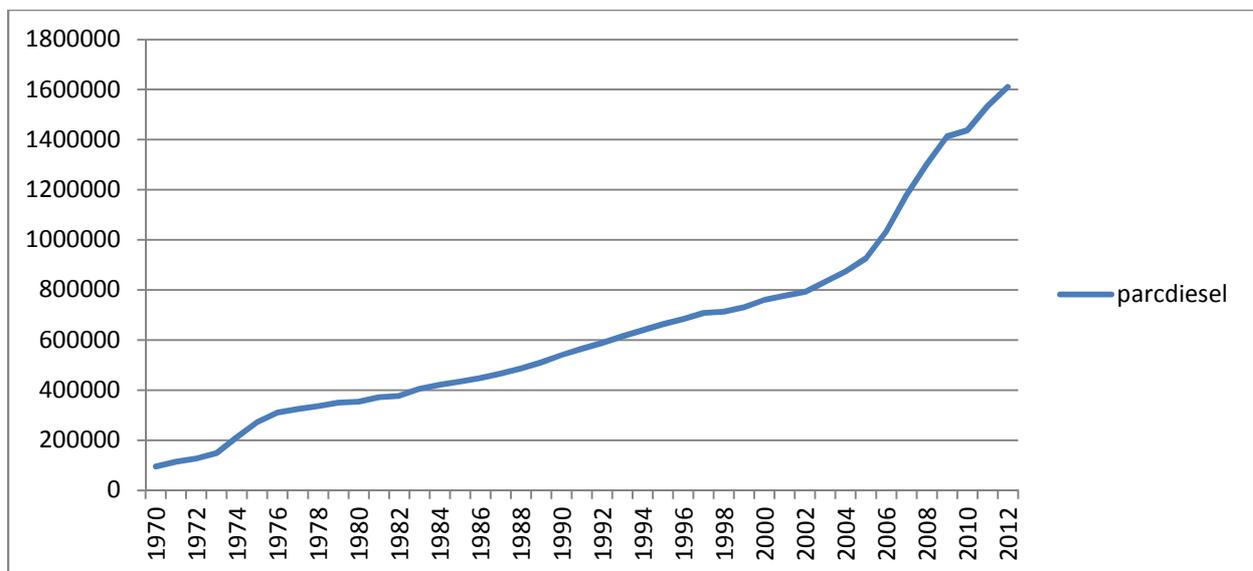
On remarque aussi à partir du graphe, qu'il y a une évolution continue du PIB entre la période 1987 et 2008 due à la reprise de l'activité économique, en suite à une décroissance remarquable, qui est due a la crise financière en 2009 passant de 11090022 millions de DA en 2008 à 10034255 millions de DA en 2009. A partir de cette année, le PIB va continuer de progresser en avoisinant les 16912523 millions de DA en 2012.

Donc nous constatons que le PIB à prix constant a connu une tendance à la hausse avec quelques irrégularités.

1.2.4. Analyse de l'évolution du parc diesel automobile national (véhicule)

Le graphe suivant représente l'évolution du parc diesel automobile national (véhicule) :

Figure n°8: Évolution du parc automobile national



Source : établie par nous même a partir des données fournies par ONS

Le parc automobile demeure le principal consommateur des carburants son influence sur les vents est importante pour cela, nous allons étudier son évolution.

A la lecture du graphique ci dessus, il apparaît clairement que le parc automobile diesel en Algérie a connu une augmentation considérable durant la période (1970-2012) passant de 95996 en 1970 à 1611152 unités en 2012 soit une augmentation de 1578%. Cette augmentation rapide du parc diesel s'explique d'abord par le faible prix du gasoil sur le marché national (un prix très subventionné) et aussi par la baisse des prix des véhicules diesel

dans les pays occidentaux et l'augmentation des importations des véhicules diesel dans notre pays.

Section 2 : Étude de la stationnarité des séries de données.

Une série chronologique est stationnaire si elle ne comporte ni tendance, ni saisonnalité, plus généralement, aucun facteur n'évoluant avec le temps. Ceci étant, nous devons d'abord déterminer l'ordre d'intégration des variables. On dit qu'une variable est intégrée d'ordre p si sa différence d'ordre p est stationnaire c'est-à-dire que sa différence d'ordre p est d'accroissement nul.

Plusieurs tests permettent de mettre en évidence la stationnarité d'une série. Nous mettrons donc en œuvre le test de stationnarité de Dickey-Fuller (DF et ADF).

2.1. Application des tests de racines unitaires (test de DF et DFA)

Dans cette partie, il s'agit de voir l'application empirique sur les séries économiques, des différentes méthodes qui permettent de reconnaître la nature de la non stationnarité d'une série chronologique, et de voir si elles admettent une représentation de type TS (trend stationary) ou une représentation de type DS (different stationary), autrement dit, si la non stationnarité qui les caractérise est de nature déterministe ou stochastique au sens large. Cet examen est capital, du fait qu'il permet d'éviter les mauvaises surprises sur les résultats.

L'application du test de racine unitaire (Dickey et Fuller augmenter) nécessite d'abord de sélectionner le nombre de retards de sorte à blanchir les résidus de la régression. Autrement dit, déterminer le nombre maximum de retards d'influence des variables explicatives sur la variable à expliquer. Pour la détermination du nombre de retards p à retenir dans les régressions des tests ADF, nous avons choisi de nous baser sur les critères d'Akaike (AIC) et Schwarz (SC) pour les décalages $p = (0 \text{ à } 4)$.

Tableau n°03 : détermination du nombre de retards P :

P		0	1	2	3	4
Lgasoil	AIC	-2.961	-3.145	-3.259	-3.177	-3.168
	SC	-2.836	-2.978	-3.048	-2.921	-2.866
Lprixgas	AIC	-0.128	-0.187	-0.110	-0.046	0.004
	SC	-0.004	-0.020	0.100	0.209	0.305
Lparcdz	AIC	-2.989	-3.464	-3.861	-4.002	-4.578
	SC	-2.865	-3.297	-3.650	-3.746	-4.277
LRDM	AIC	-2.078	-2.228	-2.216	-2.396	-2.357
	SC	-1.963	-2.060	-2.005	-2.140	-2.055
LPIB	AIC	-1.642	-1.703	-1.633	-1.588	-1.776
	SC	-1.518	-1.536	-1.422	-1.332	-1.474

Source : Élaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews 4.0

2.1.1. Application de test ADF à la série lgasoil

Une première idée concernant la stationnarité peut être fournie par l'étude du graphique de la série lgasoil ainsi que par son corrélogramme¹. En fait, le graphique de la série lgasoil fait ressortir une tendance globale à la hausse. Par ailleurs, son corrélogramme, montre que l'autocorrélation d'ordre 1 est significativement différente de zéro. Ces remarques laissent présager que la série est non stationnaire. Par ailleurs, la figure représentant l'évolution de la série (ddlgasoil)², (la série du gasoil différenciée) indique que la série en différence deuxième est stationnaire. Cette remarque est en accord avec l'étude du corrélogramme³ de la série (ddlgasoil) différenciée qui ne présente aucune structure

¹ Voir le graphe et le corrélogramme de lagasoil annexe n°2, pp 88-90.

² Voir le graphe de ddlgasoil annexe n°2, p 88.

³ Voir le corrélogramme de ddlgasoil annexe n°2, p 90.

Chapitre IV : Analyse empirique de la demande du gasoil

particulière. Nous, nous proposons de vérifier ces intuitions par l'application de test de racine unitaire de Dickey et Fuller.

En pratique, on commence toujours par l'application du test sur le modèle général qui englobe tous les cas de figure, c'est à dire qui tient compte de toutes les propriétés susceptibles de caractériser une série, il s'agit du modèle [3]. Testons l'hypothèse selon laquelle la série lgasoil est non stationnaire (elle contient au moins une racine unitaire) contre l'hypothèse alternative de stationnarité.

L'estimation par MCO du modèle [3] appliqué à la série lgasoil nous donne les résultats suivants :

Tableau n° 04: test ADF : modèle (3) pour la série lgasoil

ADF Test Statistic	-2.363472	1% Critical Value*	-4.2023
		5% Critical Value	-3.5247
		10% Critical Value	-3.1931

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LGASOIL)
 Method: Least Squares
 Date: 04/22/14 Time: 20:36
 Sample(adjusted): 1973 2012
 Included observations: 40 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LGASOIL(-1)	-0.091789	0.038836	-2.363472	0.0238
D(LGASOIL(-1))	0.265177	0.145984	1.816474	0.0779
D(LGASOIL(-2))	0.392124	0.144688	2.710129	0.0103
C	1.296304	0.541497	2.393928	0.0222
@TREND(1970)	0.004136	0.001860	2.223833	0.0327
R-squared	0.448868	Mean dependent var	0.058243	
Adjusted R-squared	0.385881	S.D. dependent var	0.057086	
S.E. of regression	0.044736	Akaike info criterion	-3.259629	
Sum squared resid	0.070044	Schwarz criterion	-3.048519	
Log likelihood	70.19258	F-statistic	7.126413	
Durbin-Watson stat	1.995260	Prob(F-statistic)	0.000263	

Source : Élaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews 4.0

On remarque que la série lgasoil est un processus DS car la statistique de test ADF est égale (-2,36) supérieure à la valeur théorique qui est (-3,52)

On remarque aussi que la valeur de la t statistique de la tendance est égale à (2,22) est inférieure a la valeur critique qui est 2,81 (voir table ADF en annexe n°03), donc on accepte l'hypothèse nulle ($H_0 : trend=0$). On rejette la présence d'une tendance dans le modèle. On estime en conséquence le modèle [2], modèle avec constante et sans tendance déterministe. Les résultats sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau n°05: test ADF : modèle (2) pour la série lgasoil

ADF Test Statistic	-0.760101	1% Critical Value*	-3.6019
		5% Critical Value	-2.9358
		10% Critical Value	-2.6059

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LGASOIL)

Method: Least Squares

Date: 04/22/14 Time: 21:56

Sample(adjusted): 1973 2012

Included observations: 40 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LGASOIL(-1)	-0.010811	0.014223	-0.760101	0.4521
D(LGASOIL(-1))	0.279077	0.153635	1.816493	0.0776
D(LGASOIL(-2))	0.353018	0.151281	2.333525	0.0253
C	0.181462	0.215624	0.841569	0.4056
R-squared	0.370994	Mean dependent var		0.058243
Adjusted R-squared	0.318577	S.D. dependent var		0.057086
S.E. of regression	0.047123	Akaike info criterion		-3.177463
Sum squared resid	0.079942	Schwarz criterion		-3.008575
Log likelihood	67.54925	F-statistic		7.077721
Durbin-Watson stat	1.929281	Prob(F-statistic)		0.000737

Source : Élaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews 4.0

On remarque que la série lgasoil est un processus DS car la statistique de test ADF est égale (-0,76) supérieure à la valeur théorique qui est (-2,93)

On remarque aussi que la valeur de la t statistique de la constante est égale à (0,84) est inférieure à la valeur critique qui est 2,56 (voir table ADF en annexe). On estime alors le modèle [1], modèle sans constante et sans tendance. Le tableau suivant présente les résultats :

Tableau n°06 : test ADF : modèle (1) pour la série lgasoil

ADF Test Statistic	1.494838	1% Critical Value*	-2.6211
		5% Critical Value	-1.9492
		10% Critical Value	-1.6201

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LGASOIL)
 Method: Least Squares
 Date: 04/23/14 Time: 07:50
 Sample(adjusted): 1973 2012
 Included observations: 40 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LGASOIL(-1)	0.001141	0.000764	1.494838	0.1434
D(LGASOIL(-1))	0.298479	0.151295	1.972822	0.0560
D(LGASOIL(-2))	0.378674	0.147592	2.565685	0.0145
R-squared	0.358619	Mean dependent var	0.058243	
Adjusted R-squared	0.323950	S.D. dependent var	0.057086	
S.E. of regression	0.046937	Akaike info criterion	-3.207980	
Sum squared resid	0.081514	Schwarz criterion	-3.081314	
Log likelihood	67.15961	Durbin-Watson stat	1.949849	

Source : Élaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews4.0

On remarque que la série lgasoil est un processus DS car la statistique de test ADF est égale (1,49) supérieure à la valeur théorique qui est (-1,94). Elle est non stationnaire. Elle comporte au moins une racine unitaire. Pour déterminer l'ordre d'intégration de la série, on applique le test d'ADF à la série en différence première.

Tableau n°07 : test ADF : modèle (1) pour la série dlgasoil

ADF Test Statistic	-1.684808	1% Critical Value*	-2.6227
		5% Critical Value	-1.9495
		10% Critical Value	-1.6202

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LGASOIL,2)
 Method: Least Squares
 Date: 04/22/14 Time: 22:05
 Sample(adjusted): 1974 2012
 Included observations: 39 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LGASOIL(-1))	-0.172280	0.102255	-1.684808	0.1007
D(LGASOIL(-1),2)	-0.458405	0.171269	-2.676513	0.0111
D(LGASOIL(-2),2)	-0.014538	0.164885	-0.088171	0.9302
R-squared	0.334143	Mean dependent var	-0.001656	
Adjusted R-squared	0.297151	S.D. dependent var	0.058186	
S.E. of regression	0.048781	Akaike info criterion	-3.129152	
Sum squared resid	0.085665	Schwarz criterion	-3.001186	
Log likelihood	64.01847	Durbin-Watson stat	1.945867	

Source : Elaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews4.0

On remarque que la série dlgasoil est un processus DS car la statistique de test ADF est égale (1,68) supérieur à la valeur théorique qui est (-1,94) elle est non stationnaire après la

première différenciation, donc on passe à la deuxième différenciation pour la rendre stationnaire.

Tableau n°08: test ADF : modèle (1) pour la série *ddl*gasoil

ADF Test Statistic	-4.561193	1% Critical Value*	-2.6243
		5% Critical Value	-1.9498
		10% Critical Value	-1.6204

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LGASOIL,3)
 Method: Least Squares
 Date: 04/22/14 Time: 22:08
 Sample(adjusted): 1975 2012
 Included observations: 38 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LGASOIL(-1),2)	-1.801090	0.394873	-4.561193	0.0001
D(LGASOIL(-1),3)	0.248233	0.310148	0.800369	0.4289
D(LGASOIL(-2),3)	0.130070	0.171307	0.759280	0.4528
R-squared	0.773389	Mean dependent var	0.001823	
Adjusted R-squared	0.760440	S.D. dependent var	0.102427	
S.E. of regression	0.050133	Akaike info criterion	-3.072632	
Sum squared resid	0.087965	Schwarz criterion	-2.943349	
Log likelihood	61.38002	Durbin-Watson stat	1.994690	

Source : Élaboré par nous même à partir des résultats d'EvIEWS4.0

La série *ddl*gasoil est stationnaire car la statistique de test ADF est égale à (-4,56) inférieure à la valeur théorique qui est (-1,94). La série *lgasoil* comporte donc une racine unitaire, La série *lgasoil* est intégrée d'ordre 2 puisque il faut la différencier deux fois pour la rendre stationnaire.

2.1.2. Présentation des résultats des tests de (DF et DFA) sur les autres séries restantes

L'application par la même stratégie des tests de racine unitaire sur les autres séries (lprixgas, lPIB, lparcdz, lRDM) nous donne les résultats résumés dans le tableau suivant⁴ :

Tableau n°10: les résultats des tests de la stationnarité (Test ADF)

Variables	Test ADF en niveau						Test ADF en différence	
	T de ADF	Modèle3	Modèle2	Modèle1	Ttrend	Tconst	Modèle1	Ordre D'intégration
Lprixgas	T calculée	-1,82	-0,70	0,14	1,67	1,76	-3,31	I(1)
	T tabulée	-3,52	-2,93	-1,94	2,81	2,56	-1,94	
lparcdz	T calculée	-1,64	1,12	3,98	1,83	-0,91	-3,15	I(1)
	T tabulée	-3,53	-2,93	-1,94	2,81	2,56	-1,95	
LPIB	T calculée	-2.204	-1.440	3.935	2.073	2.495	-6.412	I(2)
	T tabulée	-3,52	-2,93	-1,94	2,81	2,56	-1,94	
LRDM	T calculée	-1.973	-2.217	1.90	1.68	3.082	-3.325	I(1)
	T tabulée	-3,52	-2,93	-1,94	2,81	2,56	-1,94	

Source : Elaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews 4.0

A travers les résultats trouvés sur les tests de racine unitaire ADF, on remarque que si on compare les t calculées aux t tabulées (voir tables de ADF)⁵ on trouve que mise à part la variable lgasoil et la variable lpib qui sont intégrées d'ordre deux, toutes les autres séries sont non stationnaires en niveau et stationnaires en différences premières. En outre, on peut chercher d'éventuelles relations de cointégration qu'on étudiera dans la dernière section. Le but de cette section consistait à déterminer les variables qui expliquent de façon robuste la demande du gasoil en Algérie de 1970 jusqu'à 2012. Nous avons d'abord, fait une analyse graphique dont le but de dégager les tendances générales d'évolution des séries à utiliser dans

⁴Voir les résultats de l'estimation annexe n°3, PP 95-102.

⁵ Voir la table ADF en annexe n°3, P 103.

la modélisation économétrique. Ensuite, nous avons fait une analyse univariée des séries afin de déterminer l'ordre d'intégration.

Section 3 : Analyse multivariée des séries de données

Dans la section précédente on a trouvé que toutes les séries sont intégrées de même ordre $I(1)$, sauf les séries I_{gasoil} et I_{PIB} d'ordre $I(2)$, donc elles sont non stationnaire, une telle modélisation nécessitera le recours à la théorie de la cointégration.

Notre objectif dans cette section consiste à établir les éventuelles relations qui peuvent exister entre les différentes variables en utilisant l'approche multivariée de Johansen (1991) pour déterminer le nombre de relation de cointégration et pour l'estimation d'un modèle VECM.

Une première idée concernant la cointégration peut être fournis par l'analyse graphique de chaque variable à expliquer avec ces quatre variables explicatives. En fait le graphique⁶ des cinq séries montre qu'il existe une tendance commune à la hausse, donc un risque de cointégration donc on peut estimer un modèle ECM.

Dans cette section nous, nous proposons de vérifier ces intuitions par l'application de test de cointégration de johansen.

3.1. Estimation du modèle vectoriel à correction d'erreur de la demande du gasoil

Nous testons l'existence de la relation de cointégration entre les cinq variables (I_{gasoil} , I_{pgas} , I_{parcdz} , I_{pib} et I_{rdm}) en utilisant la méthode du maximum de vraisemblance de Johansen(1991), nous procédons en trois étapes :

1- la première étape consiste à estimer d'abord les modèles VAR(P) contenant nos 5 variables avec différents ordres p puis à déterminer l'ordre qui minimise les deux critères d'Akaike et de Schwarz

2- Dans la deuxième étape, nous appliquerons le test de vraisemblance de Johansen pour définir le nombre de relations de cointégration.

3- Dans la troisième étape, nous estimons le modèle VECM.

⁶ Voir les graphes des séries dans l'annexe n°2, PP 88-89.

Première étape : détermination du nombre de retards P

Nous allons utiliser les critères d'Akaike (AIC) et Schwarz(SC) pour des décalages p allant de 1 à 3

Tableau n° 11 : détermination du nombre de retards

Nombre de retards	Critère d'Akaike	Critère de Schwarz
P=1	-10.560	-9.319
P=2	-10.719	-8.421
P=3	-10.120	-6.743

Le critère de Akaike conduit à un choix de retard optimal $p=2$, tandis que le critère de Schwarz conduit à retenir $p=1$, selon le principe de parcimonie, il convient de choisir le modèle incluant le minimum des paramètres à estimer et qui est permet à blanchir totalement les résidus, donc la statistique des deux critères d'informations AIC et SC est minimale pour le retard $P=1$, c'est donc le retard que nous retenons pour notre modèle. La prochaine étape consiste à tester le nombre de relation de cointégration pour un $p=1$.

Deuxième étape : test de cointégration de Johansen (test de la trace)

Pour effectuer le test la spécification à retenir dépend de :

- l'absence ou la présence de la constante dans le modèle à correction d'erreur ;
- l'absence ou la présence de la constante et de la tendance dans la relation de cointégration.

Nous effectuons le test de la trace en supposant l'absence de la tendance dans la relation de long terme et de la constante dans le modèle à correction d'erreur. Ce choix peut être justifié économiquement du fait que la présence de la constante dans le modèle à correction d'erreur ne valide le modèle ECM (coefficient du terme de rappel vers l'équilibre de long terme est positif).

Les résultats du test de la trace figurent dans le tableau suivant :

Tableau n° 12 : test de la trace

Unrestricted Cointegration Rank Test

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Trace Statistic	5 Percent Critical Value	1 Percent Critical Value
None **	0.617714	92.59572	68.52	76.07
At most 1 *	0.469485	53.17065	47.21	54.46
At most 2	0.321926	27.18045	29.68	35.65
At most 3	0.173019	11.25199	15.41	20.04
At most 4	0.080996	3.463054	3.76	6.65

*(**) denotes rejection of the hypothesis at the 5%(1%) level
 Trace test indicates 2 cointegrating equation(s) at the 5% level
 Trace test indicates 1 cointegrating equation(s) at the 1% level

L'observation de ce tableau nous indique le test de la trace nous donne deux relations de cointégration à 5% et une relation de cointégration à 1%

Troisième étape : estimation du modèle VECM pour le gasoil

Le tableau suivant représente l'estimation complète du modèle VECM pour la demande du gasoil

Tableau n° 13 : Estimation de modèle VECM

Vector Error Correction Estimates
 Date: 04/30/14 Time: 22:40
 Sample(adjusted): 1972 2012
 Included observations: 41 after adjusting endpoints
 Standard errors in () & t-statistics in []

Cointegrating Eq:	CointEq1
LGASOIL(-1)	1.000000
LPARCDZ(-1)	-0.183112 (0.11054) [-1.65649]
LPIB(-1)	-0.773846 (0.11698) [-6.61531]
LPRIXGAS(-1)	0.465474 (0.04108) [11.3315]
LRDM(-1)	0.212611 (0.12047) [1.76480]
C	-5.155343

Error Correction: D(LGASOIL) D(LPARCDZ) D(LPIB) D(LPRIXGAS) D(LRDM)

CointEq1	-0.296988 (0.08070) [-3.68019]	0.187429 (0.08251) [2.27173]	0.315467 (0.18705) [1.68656]	-0.472268 (0.36351) [-1.29920]	0.196767 (0.17169) [1.14607]
D(LGASOIL(-1))	0.074627 (0.14203) [0.52542]	0.183647 (0.14521) [1.26469]	0.013993 (0.32921) [0.04250]	0.581888 (0.63978) [0.90951]	0.137700 (0.30218) [0.45569]
D(LPARCDZ(-1))	0.355420 (0.11722) [3.03205]	0.481907 (0.11984) [4.02110]	-0.214152 (0.27170) [-0.78819]	-1.218082 (0.52802) [-2.30689]	-0.061453 (0.24939) [-0.24641]
D(LPIB(-1))	-0.185728 (0.09514) [-1.95216]	0.053215 (0.09727) [0.54709]	0.073192 (0.22052) [0.33191]	0.508926 (0.42855) [1.18754]	0.257489 (0.20241) [1.27211]
D(LPRIXGAS(-1))	-0.011570 (0.03464) [-0.33397]	-0.068853 (0.03542) [-1.94390]	-0.154276 (0.08030) [-1.92122]	0.315058 (0.15606) [2.01887]	-0.066916 (0.07371) [-0.90786]
D(LRDM(-1))	-0.123251 (0.09212) [-1.33792]	0.310189 (0.09418) [3.29347]	0.721861 (0.21352) [3.38072]	0.776544 (0.41496) [1.87138]	0.365634 (0.19599) [1.86558]
C	0.081011 (0.01920) [4.21918]	-0.032080 (0.01963) [-1.63421]	0.057883 (0.04450) [1.30062]	-0.100701 (0.08649) [-1.16434]	0.063402 (0.04085) [1.55209]
R-squared	0.589288	0.667203	0.334056	0.442468	0.227300
Adj. R-squared	0.516810	0.608475	0.216537	0.344080	0.090941
Sum sq. resids	0.053878	0.056317	0.289455	1.093200	0.243870
S.E. equation	0.039808	0.040699	0.092268	0.179312	0.084691
F-statistic	8.130516	11.36075	2.842564	4.497175	1.666925
Log likelihood	77.83289	76.92533	43.36672	16.12501	46.87972
Akaike AIC	-3.455263	-3.410992	-1.773986	-0.445122	-1.945352
Schwarz SC	-3.162702	-3.118431	-1.481425	-0.152561	-1.652791
Mean dependent	0.059823	0.064274	0.159025	0.083478	0.161178
S.D. dependent	0.057267	0.065043	0.104242	0.221404	0.088827
Determinant Residual Covariance	2.03E-12				
Log Likelihood	280.1875				
Log Likelihood (d.f. adjusted)	260.9983				
Akaike Information Criteria	-10.78041				
Schwarz Criteria	-9.108628				

3.2. Tests sur les résidus

Avant d'interpréter économiquement les résultats, on doit tester la robustesse économétrique du modèle qui est évaluée par le test de normalité de Jarque et Béra administré à chaque équation, par le test d'indépendance sérielle du multiplicateur de Lagrange et par le test d'homoscédasticité de White

3.2.1. Test de normalité

L'hypothèse de normalité des termes d'erreurs précise la distribution statistique des estimateurs. C'est donc, grâce à cette hypothèse que l'inférence statistique peut se réaliser. Cette hypothèse peut être testée sur les variables du modèle ou sur les termes d'erreurs du modèle. Ce test est réalisé grâce à la statistique de Jarque-Bera (JB) (1980) et suit une loi du khi-deux à deux degrés de liberté au seuil de 5% égale à 5,99. Il permet de savoir si les variables du modèle suivent ou non une loi normale. Les résultats de notre test prouvent que les résidus ne sont pas normaux car les statistiques de Jarque-Bera ne sont pas toutes inférieures à 5,99, on rejette donc l'hypothèse de normalité des résidus.

Tableau n° 14: test de normalité de JB

Component	Jarque-Bera	df	Prob.
1	2.971142	2	0.2264
2	4.363316	2	0.1129
3	0.313990	2	0.8547
4	14.70738	2	0.0006
5	8.375019	2	0.0152
Joint	30.73085	10	0.0006

Source : Elaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews4.0

3.2.2. Test d'hétéroscédasticité des résidus

Effectué à l'aide du test de White dans le cadre de notre travail, ce test permet de savoir si les erreurs sont homoscedastiques ou non. L'hétéroscédasticité qualifie les données (ou séries) qui n'ont pas une variance constante. Or, les séries doivent être homoscedastiques pour présenter les meilleurs estimateurs.

Dans un test d'hétéroscédasticité, on utilise généralement deux tests : les tests de Breusch-Pagan (B-P) et White. Mais, c'est le test de White qui est utilisé dans notre modèle. L'idée générale de ce test est de vérifier si le carré des résidus peut être expliqué par les variables du modèle et aussi de repérer une mauvaise spécification du modèle. Dans notre cas, l'hypothèse d'homoscedasticité est acceptée dans la mesure où la probabilité de commettre une erreur est égale à $p=0,28$ supérieure à $\alpha=5\%$ (Voir le tableau ci dessous). Donc les estimations obtenues sont optimales.

Tableau n°15 : test d'hétéroscédasticité de white

VEC Residual Heteroskedasticity Tests: No Cross Terms (only levels and squares)
 Date: 05/21/14 Time: 11:53
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 41

Joint test:		
Chi-sq	df	Prob.
190.4817	180	0.2820

Source : Elaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews4.0

3.2.3. Test d'autocorrélation des erreurs

Ce test appelé aussi test de corrélation des erreurs vérifie si les erreurs ne sont pas corrélées. La présence de l'autocorrélation résiduelle rend caduque les commentaires concernant la validité du modèle et les tests statistiques. Il convient de détecter l'autocorrélation des erreurs par le test de Durbin-Watson.

Mais dans le cas du modèle autoregressif, on remplace le test de Durbin-Watson par le LM test du fait que la variable endogène est décalée. Dans le cas de ce mémoire, Le test LM d'indépendance sérielle des écarts aléatoires nous montre que les erreurs sont indépendantes (car la probabilité de commettre une erreur de première espèce est supérieure à 5%) (Voir le tableau ci dessous).

Tableau n°16: test LM d'indépendance sérielle

VEC Residual Serial Correlation LM ...
 H0: no serial correlation at lag order h
 Date: 05/01/14 Time: 14:51
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 41

Lags	LM-Stat	Prob
1	20.82367	0.7024
2	15.39438	0.9317
3	25.43091	0.4384
4	13.46114	0.9703
5	12.12126	0.9856
6	20.58336	0.7156
7	15.18060	0.9371
8	22.56506	0.6029
9	19.32336	0.7814
10	19.24620	0.7852
11	16.71471	0.8919
12	21.84980	0.6444

Probs from chi-square with 25 df.

Source : Elaboré par nous même à partir des résultats d'Eviews4.0

Les différents tests économétriques effectués montrent que notre modèle est bien spécifié, qu'il y a absence d'autocorrélation et homoscedasticité des erreurs et que le modèle est structurellement et conjoncturellement stable donc la robustesse économétrique du modèle est satisfaisante. Le pouvoir explicatif de chaque équation est élevé, on peut maintenant passer à l'interprétation économique.

3.3. Interprétation économique du Modèle

La relation de cointégration s'écrit comme suit :

$$Lgas_{t-1} = 5.155 + 0.183Lparcdz_{t-1} + 0.773LPIB_{t-1} - 0.465LPgas_{t-1} - 0.212LRDM_{t-1}$$

(1,656) (6,615) (11,331) (1,764)

La relation de cointégration qui reflète la relation de long terme entre les variables a des coefficients significatifs et des signes cohérents. La constante représente la demande incompressible, c'est le niveau au dessous duquel les consommations ne peuvent pas baisser, compte tenu de la croissance de la demande par les différents secteurs économiques (ménages, transports, industrie, agriculture...).

Nous remarquons que les valeurs des coefficients des variables explicatives (produit intérieur brut, le prix du gasoil, le revenu disponible des ménages et le parc automobile) sont d'un point de vue statistique significativement différent de zéro et ont leur signe comme le postule la théorie économique sauf pour le RDM qui a un signe négatif, normalement positif. Ceci peut être expliqué par le fait que quand le pouvoir d'achat augmente, on espère toujours utiliser une autre sorte de carburant (comme l'essence) plus propre pour l'environnement et plus fiable pour la longévité du véhicule.

Nous remarquons que le coefficient du prix du gasoil est plus important que celui des autres variables explicatives, ce qui signifie qu'une intervention de l'État sur les prix aura une influence à long terme plus importante que les autres variables sur la consommation du gasoil. En effet, le prix de ce dernier ne reflète pas vraiment le prix réel, le gasoil fait objet de subvention de l'État pour sauvegarder le pouvoir d'achat des ménages et permettre le maintien de l'inflation à un niveau raisonnable. De ce fait, si l'État veut réduire la forte demande du gasoil qui pèse lourdement sur son budget, elle doit réviser sa politique de subvention générales des prix des produits pétroliers et mettre en place une politique de subvention ciblée au plus démunis de la société et qui constitue une meilleure solution afin de

limiter la surconsommation et le gaspillage et aussi de lutter contre le phénomène de la contrebande.

Les résultats issus du tableau montrent que le terme à correction d'erreur est caractérisé par un retour vers la cible de long terme (vers l'équilibre). En revanche, nous remarquons qu'à court terme la demande du gasoil dépend uniquement par les variations passées du parc diesel, ce qui est cohérent avec la réalité économique, en effet le parc automobile demeure le principal consommateur des carburants son influence sur les ventes des carburants est très importante. On peut dire aussi que le parc national de véhicules de tourisme est en train d'exploser. Avec plus de 3 millions d'unités en 2012, notre pays dispose le deuxième parc à l'échelle africaine, juste après l'Afrique du sud, il a évolué non seulement en volume (où sa part du marché a passé de 58,06% en 2000 à 63,38% en 2012) mais a aussi considérablement changé en termes de type de motorisation.

Comme la relation de cointégration, possède des coefficients significatifs et cohérents, le modèle VECM est globalement validé.

3.4. Test de causalité

La notion de causalité au sens de Granger est une approche théorique de la causalité qui renvoie non seulement au caractère théorique de la causalité (cause-effet) mais au caractère prédictif de l'éventuelle cause sur l'effet. En effet, selon Granger, une variable X cause une variable Y si et seulement si les valeurs passées et présentes de X permettent de mieux prédire les valeurs de la variable Y. Autrement dit, une variable X cause une variable Y si la connaissance des valeurs passées et présentes de X rend meilleure la prévision de Y.

Le test de causalité de Granger revient à examiner si la valeur contemporaine de Y est liée significativement aux valeurs retardées de cette même variable et des valeurs retardées de X que l'on considère comme la variable causale. Le tableau suivant donne le résultat du test de causalité entre tous les variables.

3.4.1. Test de causalité entre les variables

L'élaboration de ce test à ces variables prises deux à deux nécessite au préalable la détermination du nombre de retard du modèle VAR(P) avec toutes les séries. Les critères de minimisation d'Akaike et de Schwartz obtenus montrent que le retard retenu est $P=1$

Tableau n°17 : Test de causalité de Granger

Pairwise Granger Causality Tests

Date: 05/01/14 Time: 22:50

Sample: 1970 2012

Lags: 1

Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Probability
DDLPIB does not Granger Cause DDLGA...	40	0.10499	0.74774
DDLGAOIL does not Granger Cause DDLPIB		0.04550	0.83226
DLPARCDZ does not Granger Cause DDL...	40	0.18611	0.66868
DDLGAOIL does not Granger Cause DLPARCDZ		0.78986	0.37988
DLPRIXGAS does not Granger Cause DDL...	40	2.32291	0.13598
DDLGAOIL does not Granger Cause DLPRIXGAS		2.32739	0.13562
DLRDM does not Granger Cause DDLGA...	40	0.11067	0.74126
DDLGAOIL does not Granger Cause DLRDM		0.04123	0.84020
DLPARCDZ does not Granger Cause DDL...	40	1.10169	0.30070
DDLPIB does not Granger Cause DLPARCDZ		0.81781	0.37167
DLPRIXGAS does not Granger Cause DDL...	40	2.22070	0.14465
DDLPIB does not Granger Cause DLPRIXGAS		1.74211	0.19498
DLRDM does not Granger Cause DDLPIB	40	0.00229	0.96212
DDLPIB does not Granger Cause DLRDM		1.15090	0.29031
DLPRIXGAS does not Granger Cause DLP...	41	0.11129	0.74052
DLPARCDZ does not Granger Cause DLPRIXGAS		0.37097	0.54610
DLRDM does not Granger Cause DLPARC...	41	7.28772	0.01031
DLPARCDZ does not Granger Cause DLRDM		0.01379	0.90715
DLRDM does not Granger Cause DLPRIX...	41	6.26323	0.01675
DLPRIXGAS does not Granger Cause DLRDM		0.28076	0.59929

Source : Elaboré par nous même à partir des résultats d'EvIEWS4.0

A partir du tableau ci-dessus, nous constatons :

Qu'il y a une relation unidirectionnelle entre le revenu disponible des ménages et le parc automobile. Nous remarquons que le revenu disponible des ménages cause au sens de granger le parc automobile diesel au seuil de 5% pour la période étudiée car la probabilité associée ($p=0,01031$) est inférieure à 5%.

Ce qui signifie que l'augmentation des revenus des ménages engendre l'amélioration du pouvoir d'achat et les conditions de vie des ménages ce qui engendre une augmentation des besoins de déplacement et de mobilité d'où l'accroissement du parc automobile, ceci est cohérent avec la réalité économique

La même chose, on remarque que le revenu disponible des ménages cause au sens de granger le prix du gasoil, donc il existe une relation unidirectionnelle au seuil de 5% entre le revenu disponible des ménages et le prix.

Pour les autres variables, le test élimine toute relation de causalité car dans tous les cas de figure leur probabilité est supérieur à la valeur critique au seuil de 5%.

3.5. Décomposition de la variance

L'analyse des variances fournit des informations quant à l'importance relative des innovations dans les variations de chacune des variables du VAR. Elle nous permet de déterminer dans quelle direction le choc a plus d'impact.

Tableau n° 18: la variance de l'erreur de prévision de lgasoil

Variance Decomposition of LGASOIL:						
Period	S.E.	LGASOIL	LPARCDZ	LPIB	LPRIXGAS	LRDM
1	0.039808	100.0000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2	0.072344	83.61496	1.377914	0.062093	11.57747	3.367572
3	0.108058	71.83936	3.600139	0.028805	21.15898	3.372713
4	0.141586	67.70005	5.880163	0.074509	23.77135	2.573932
5	0.171233	67.00116	7.872013	0.350099	22.76830	2.008425
6	0.197635	67.31872	9.477322	0.686417	20.88239	1.635150
7	0.221691	67.78023	10.72813	0.899958	19.22575	1.365931
8	0.244056	68.14513	11.70079	0.993755	18.00208	1.158245
9	0.265081	68.39796	12.46655	1.032405	17.10721	0.995872
10	0.284911	68.58478	13.08016	1.057273	16.40861	0.869179

Source : résultat obtenu à partir du logiciel Eviews 4.0

D'après le tableau on obtient la variance de l'erreur de prévision est due pour 68,58% à ses propres innovations, pour 13,08% à celle de lparcdz, 1,05% à celle de lpib, 16,40% à celle de lprixGAS et pour 0,86% de IRDM

Tableau n°19 : la variance de l'erreur de prévision de IPARCDZ

Variance Decomposition of LPARCDZ:						
Period	S.E.	LGASOIL	LPARCDZ	LPIB	LPRIXGAS	LRDM
1	0.040699	28.24460	71.75540	0.000000	0.000000	0.000000
2	0.088034	30.59033	60.91077	0.208900	0.269686	8.020310
3	0.136625	31.45732	55.47384	0.107509	1.108455	11.85287
4	0.182788	31.78108	52.50005	0.063972	2.117481	13.53741
5	0.225434	31.94059	50.73516	0.049132	2.886053	14.38907
6	0.264641	32.05648	49.62634	0.037295	3.327852	14.95203
7	0.300832	32.15526	48.88474	0.028932	3.555069	15.37600
8	0.334429	32.23681	48.35748	0.023416	3.685817	15.69648
9	0.365765	32.30072	47.96458	0.019642	3.782227	15.93283
10	0.395120	32.34975	47.66233	0.017006	3.863309	16.10760

Source : résultat obtenu à partir du logiciel Eviews 4, 0

La variance de l'erreur de prévision de PARCDZ est due pour 47,66% à ses propres innovations, pour 32,34% la demande du gasoil, pour 0,17% de PIB, pour 3,86% de prix de gasoil et pour 16,10% de RDM.

On conclut que le PARC a la plus grande partie après le gasoil dans la détermination de la variance de l'erreur de prévision.

Tableau n° 20: la variance de l'erreur de prévision de LPIB

Variance Decomposition of LPIB:						
Period	S.E.	LGASOIL	LPARCDZ	LPIB	LPRIXGAS	LRDM
1	0.092268	0.197041	0.159601	99.64336	0.000000	0.000000
2	0.151659	0.509886	1.133622	84.60022	0.028495	13.72778
3	0.193534	0.728476	1.386385	77.76826	1.174814	18.94206
4	0.226873	0.769773	1.430564	73.09785	3.178506	21.52331
5	0.256577	0.733051	1.368471	70.60420	4.687840	22.60643
6	0.284229	0.681414	1.286579	69.49799	5.358245	23.17577
7	0.309887	0.638286	1.216811	68.98851	5.582694	23.57370
8	0.333460	0.605940	1.163951	68.64169	5.693125	23.89529
9	0.355204	0.580551	1.122862	68.34002	5.809128	24.14744
10	0.375545	0.559020	1.088646	68.08492	5.932480	24.33493

Source : résultat obtenu à partir du logiciel Eviews 4, 0

La variance de l'erreur de prévision de Lpib est due pour 68,08% pour ses propres valeurs, pour 0,55% à celle de lgasoil, pour 1,08% à celle de lparcdz, pour 5,93% à celle de lprixgas et pour 24,33% à celle de lrdm.

Tableau n°21 : la variance de l'erreur de prévision de LPRIXGAS

Variance Decomposition of LPRIXGAS:						
Period	S.E.	LGASOIL	LPARCDZ	LPIB	LPRIXGAS	LRDM
1	0.179312	21.80487	0.047366	0.097045	78.05072	0.000000
2	0.295881	21.65113	0.198797	11.16847	64.33256	2.649046
3	0.395439	21.45691	0.496275	23.16408	48.81404	6.068693
4	0.478337	21.75609	0.813267	29.55595	39.75940	8.115292
5	0.547793	22.49921	1.138698	31.98207	35.34239	9.037624
6	0.609441	23.36083	1.467835	32.72050	33.16772	9.283108
7	0.666436	24.15739	1.779492	33.03435	31.78838	9.240387
8	0.719741	24.83857	2.055791	33.35392	30.62651	9.125206
9	0.769668	25.41100	2.291133	33.68979	29.59379	9.014280
10	0.816559	25.89594	2.489482	33.96986	28.72710	8.917615

Source : résultat obtenu à partir du logiciel Eviews 4, 0

la variance de l'erreur de prévision lprixgas est expliquée pour 28,72% à ses propres valeurs, pour 25,89% à celle de lgasoil , a 2,48% celle de PARCDZ, a 33,96% de celle de PIB, , a 8,91% de RDM.

Tableau n°22 : la variance de l'erreur de prévision de LRDM

Variance Decomposition of LRDM:

Period	S.E.	LGASOIL	LPARCDZ	LPIB	LPRIXGAS	LRDM
1	0.084691	0.033704	10.90897	18.01854	0.312947	70.72584
2	0.149460	0.254799	9.464707	21.98313	0.601293	67.69607
3	0.203527	0.480779	9.153622	20.51447	1.261690	68.58944
4	0.247423	0.616301	9.062179	19.13432	2.190980	68.99622
5	0.285170	0.685765	8.985904	18.34328	2.938333	69.04672
6	0.318944	0.725112	8.909993	18.03483	3.355713	68.97435
7	0.349824	0.753164	8.850038	17.93529	3.551168	68.91034
8	0.378316	0.776420	8.811626	17.87283	3.657890	68.88124
9	0.404792	0.795880	8.789255	17.79892	3.742962	68.87299
10	0.429603	0.811597	8.775017	17.72319	3.821621	68.86857

Cholesky Ordering: LGASOIL LPARCDZ LPIB LPRIXGAS LRDM

Source : résultat obtenu à partir du logiciel Eviews 4, 0

la variance de l'erreur de prévision de lrdm est due pour 68,86% à ses propres innovation, pour 0,81% à celle de lgasoil, 8,77% à celle de lparcdz, pour 17,72% à celle de lpib et 3,82% à celle de lprixgas

On constate que le RDM contribue avec une plus grande partie dans la détermination de la variance d'erreur de prévision.

Conclusion :

Dans ce chapitre on a eu pour objectif principal d'analyser empiriquement les variables influentes sur la demande du gasoil en Algérie. Pour ce faire, nous avons utilisé le modèle VECM pour nos différents tests : stationnarité, causalité, décomposition de la variance et les résidus. A partir de ces tests, nous sommes parvenus à des résultats importants.

Les tests de stationnarité ADF ont révélé que toutes les variables ne sont pas stationnaires en niveau et ont dû être différenciées pour être stationnaires. Le modèle aussi est globalement significatif, les résidus sont non autocorrélés et homoscédastiques. Donc le modèle est acceptable et peut être utilisé pour la prévision.

L'énergie est un élément vital dans l'économie mondiale, elle est une ressource indispensable pour la croissance de toute économie. Elle est devenue ces dernières décennies la plus grande préoccupation qui se démènent à ajuster leur stratégie sur l'énergie.

Le secteur des hydrocarbures est un secteur très important pour l'économie nationale, d'une part, il satisfait les besoins énergétiques nationaux, et d'autre part, il contribue au développement socio-économique du pays grâce aux recettes générées par l'exportation.

Tout au long de ce travail, nous avons étudié l'importance des hydrocarbures dans l'économie mondiale ainsi que l'économie algérienne et on a essayé de répondre à une problématique générale qui s'inspire d'une stratégie basée sur les déterminants de la demande du gasoil en Algérie par l'utilisation de certains développements récents de l'économétrie des séries temporelles non stationnaire à savoir la théorie de la cointégration, et ce à travers la modélisation des cinq variables étudiées selon un modèle vectoriel à correction d'erreurs (VECM).

L'analyse des différentes relations pouvant exister entre les variables, nécessite toujours le recours à l'estimation et à la détermination des paramètres du modèle rassemblant ces variables avant de procéder à l'application des tests appropriés.

La modélisation VECM qui fournit un schéma explicatif de l'évolution des séries chronologiques, grâce auxquelles nous avons pu construire un modèle qui lie la demande du gasoil à d'autres variables. Chaque équation du modèle VECM permet de donner des interprétations causales, où le modèle dans son ensemble, représente une version testable de la théorie économique.

Après avoir estimé le modèle représentatif des variables étudiées, on a été en mesure d'analyser les éventuelles relations pouvant exister entre les variables :

-à long terme le prix, le revenu des ménages, le parc automobile et le PIB ont une influence significative sur la demande du gasoil en Algérie; mais ceux qui nous ont attiré plus d'attention est le prix du gasoil parce que son impact à long terme est plus important que les autres variables, d'où la nécessité de réviser la politique de fixation des prix afin d'éviter la surconsommation et le gaspillage et aussi de réduire le fléau de la contrebande des carburants au niveau des frontières

-à court terme la demande du gasoil est influencée par les variations passées du parc automobile et du PIB ceci est cohérent du point de vue économique car l'Algérie ces dernières années a

lancé des grands projets d'envergure comme l'autoroute est-ouest, la réouverture de chantiers des travaux en bâtiments et l'installation de nouvelles unités industrielles et le développement de l'activité agricole notamment de la poursuite de la mise en œuvre des différents mécanismes d'aide et de soutien. Ceux qui ont engendré la hausse du transport des biens et des équipements ; ainsi d'autres mesures ont incité la hausse des consommations du gasoil comme les facilités accordées pour l'achat des véhicules et l'augmentation du nombre des concessionnaires qui mettent sur le marché de plus en plus de véhicules diesel, afin de répondre à la demande due à la faible différence de prix par rapport aux véhicules essences, tout cela à encourager la forte diésélisation du parc automobile national et en conséquence le déficit de l'offre nationale du gasoil ce qui a nécessité le recours à l'importation afin de répondre à la demande locale.

Afin d'atteindre les objectifs tracés pour l'utilisation rationnelle du gasoil on suggère :

- Investir pour le développement des modes de transports les moins énergivore comme les téléphériques. Ceci d'une part permettra l'amélioration de la circulation routière dans les grandes villes, d'autre part la diminution de la part des carburants terre (surtout les essences et le gasoil) dans le bilan des consommations énergétiques ;
- Imposer des taxes à l'importation des véhicules grosses cylindrées afin de réduire le parc de ce type de véhicules qui consomment plus de carburant que les véhicules de petites cylindrées ;
- Dans le cadre des substitutions des carburants pétroliers, la redynamisation de la politique de promotion et de généralisation du GPLC comme substitut des essences est indispensable en mobilisant les ressources financières nécessaires pour l'investissement dans la fabrication des Kits.
- Nécessité de réduire l'utilisation du gasoil dans le secteur du transport collectif à travers des actions telles que l'encouragement à l'utilisation du gaz naturel carburant (GNC) et l'électrification du rail.
- La mise en place d'une nouvelle tarification de l'énergie qui reflète les coûts et même intègre des taxes non négligeables sur certains produits pétroliers ;
- La sensibilisation et l'information dans le cadre du projet de gestion de la demande énergétique.

- Une lutte contre le gaspillage et la contrebande et une diminution continue de l'intensité énergétique.

Le moment est venu pour l'Algérie de rationaliser sa consommation et par conséquent sa production d'énergie. Il s'avère nécessaire que toutes les parties concernées, contribuent chacun à son niveau à mettre en œuvre un modèle énergétique, continuellement adaptable pour prendre en charge les mutations rapides du monde et qui trace à chacun et en premier lieu au citoyen ses marges de manœuvres dans une utilisation de toutes énergies disponibles. Tout ceci, naturellement dans le respect de l'environnement assurant ainsi un développement durable et préservant des ressources énergétiques aux générations à venir.

Enfin, au terme de notre travail nous espérons avoir apporté une contribution à la compréhension de la relation qui existe entre la demande du gasoil, le produit intérieur brut, le prix, le revenu des ménages et le parc automobile.

I. Ouvrages :

1. CHITOUR Chams Eddine : « Pour une stratégie énergétique de l'Algérie à l'horizon 2030 », OPU, Alger, 2003.
2. CHAUTARD Sophie : « géopolitique et pétrole », édition Studyrama, Paris 2007.
3. FAVENNEC. Jean Pierre : « Le raffinage du pétrole Tome 5 : Exploitation et gestion de la raffinerie ». Paris. Edition TECHNIP, 1998.
4. JACQUET pierre et NICOLAS Françoise « pétrole : crises, marches, politiques »édition DUNOD, 1991.
5. LALUMIÈRE jean- Sébastien et ALEXIS Richard. « Le pétrole, l'or noir du XXème siècle », UQAM 2002.
6. MEKIDECH Mustapha, « le secteur des hydrocarbures en Algérie », OPU, Alger 2009.
7. NONJON A Alain, « Comprendre l'économie mondiale », Edition Ellipses, Paris 1995.
8. PERCEBOIS Jacques, « Énergie et théories économiques propos de quelque débats contemporains », Ed. Cujas, paris, 1997.

II. Dictionnaires :

1. Petit Larousse illustrée, Edition Larousse, Paris 1992

III. Rapports, revues et documents :

1. APRUE, « APRUE et BDL concluent une convention de financement pour le développement du GPL/C », bulletin trimestriel N°15, 2009.
2. Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines pour l'année 2012.
3. Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines pour l'année 2012.
4. Commissariat Général au Développement Durable « Chiffres clés de l'énergie 2012 » édition : 2013.
5. Direction de la prévision IFP : « Les marchés pétroliers internationaux », 2001.

6. Direction réseau NAFTAL, « expérience algérienne sur le GPL/carburant », un document du ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement, regroupant les communications sur le développement et la promotion du GPL/c, Alger, 1997.
7. Les raffineries de l'Algérie, Document interne de la raffinerie d'Alger, juillet 2009.
8. Ministère d'énergie et des mines : « bilan de réalisation de secteur d'énergie »,2012.
9. Ministère de l'énergie et des mines, « gas-oil et produits pétroliers : en jeu et déficit », journée d'étude sur le gas-oil, Alger, 2007.
10. Rapport de l'Office National des Statistiques.2012.
11. Rapport annuel de sonatrach, 2010.
12. Rapport annuel de sonatrach, 2011.
13. Rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix de pétrole, sous la présidence de J M Chevalier, février 2010.
14. Rapport Statistique mondiale en temps réel, 2014.
15. Revue de SONATRACH N°62, évolution de sonatrach de 1963 a 2013.
16. Union Pétrolière, Löwenstrasse : « formation des prix sur le marché pétrolier »25, 8001 Zurich, 1e édition: 2005.

IV. Articles de lois :

1. Article 2 de la loi N° 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie, 28 juillet1999.
2. Article 6 de la loi N° 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie, 28 juillet1999.
3. Article 9 de la loi n°05-07 du 27 Avril 2005 relative aux hydrocarbures.

V. Mémoire :

1. AMGHAR, Hassina : « analyse économétrique de la demande des carburants routier en Algérie (1970-2010) ».mémoire de master : économie : université de Bejaia 2012.
2. BELKHADRYA, Daoudi : « Modélisation des ventes des carburants en Algérie Étude de cas : Raffinerie d'Alger2002-2011 », INPS, Alger 2012.

3. BELLIL, R : « Étude économétrique de la consommation sectorielle du gaz naturel en Algérie1980-2010 », Mémoire de Master en sciences économiques, option EAIF, Université A. Mira de Bejaia, promotion 2012/ 2013.
4. MAZOUZ, Tani : « Étude analytique prévisionnelle des ventes des carburants terre » INPS Alger : 2012.

VI. Sites internet :

1. <http://www.transportzoom.com>
2. <http://www.sonatrach.wikipedia.org>
3. <http://www.planetoscope.com>
4. <http://www.sonatrach.com>
5. <http://www.aprue.org.dz>

Annexe 1 :
Présentation des données

Le tableau de données

Années	PIB(million de DA)	Pgasoil (DA/L)	parcdz (véhicues)	RDM (million de DA)
1970	24072.3	0.447	95996	9874
1971	24922.8	0.447	115522	11024
1972	30413.2	0.447	127241	12462
1973	34593.1	0.447	149921	19274
1974	55560.9	0.447	213230	27730
1975	61573.9	0.447	273127	33603
1976	74075.1	0.447	311648	38624
1977	87240.5	0.447	325643	44569
1978	104831.6	0.5	337129	52990
1979	128222.6	0.55	351177	66143
1980	162507.2	0.55	354111	82013
1981	191468.5	0.55	372373	95261
1982	207551.9	0.55	377373	109151
1983	233752	0.6	404989	124134
1984	264469.8	0.7	421864	134212
1985	291597.2	0.7	434912	152642
1986	296551.4	0.8	448363	174857
1987	312787.1	0.8	467045	178738
1988	347717	0.85	486505	238802
1989	422043	0.85	510565	289466
1990	554388	0.92	540104	362372
1991	862133	0.95	565890	522454
1992	1074696	3.6	589132	691955
1993	1189724.9	6	615760	823445
1994	1487404	6.5	640401	972327
1995	2004995	7.5	664244	1244536
1996	2570029	9.5	684591	1491231
1997	2780168	10.6	708384	1611240
1998	2780168.1	11.75	713489	1806789
1999	3238198	11.75	731506	2003481
2000	4123513.9	11.75	760522	2111775
2001	4227113.1	11.75	776937	2334435
2002	4521773.3	11.75	792894	2522198
2003	5247482.8	11.75	833193	2773808
2004	6135917	13.7	874576	2812134
2005	7543965.3	13.7	926912	3399945.5
2006	8460499.9	13.7	1033368	3710487.4
2007	9366526	13.7	1179490	4243194.9
2008	11090022	13.7	1301248	4842555.8
2009	10034255	13.7	1413456	5449112.7
2010	12049493	13.7	1437431	6353255.7
2011	14481007.8	13.7	1533889	7262252.3
2012	16912523	13.7	1611152	8171247.9

Source : banque mondiale : (PIB),

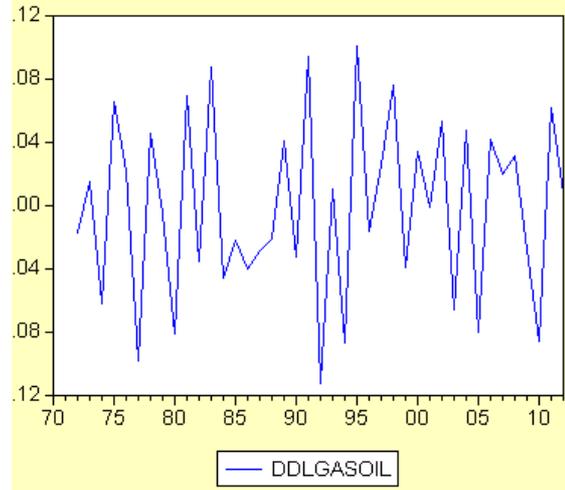
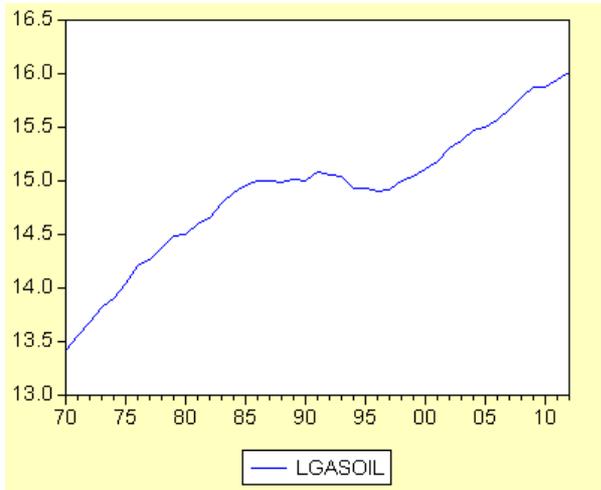
ONS: (RDM, parcdz). Naftal: (gasoil, prixgasoil).

Annexe 2 :

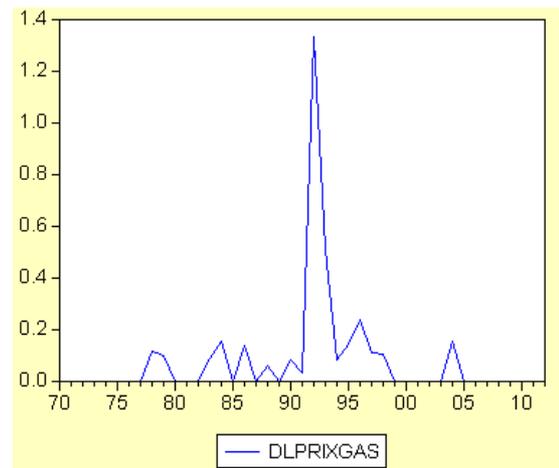
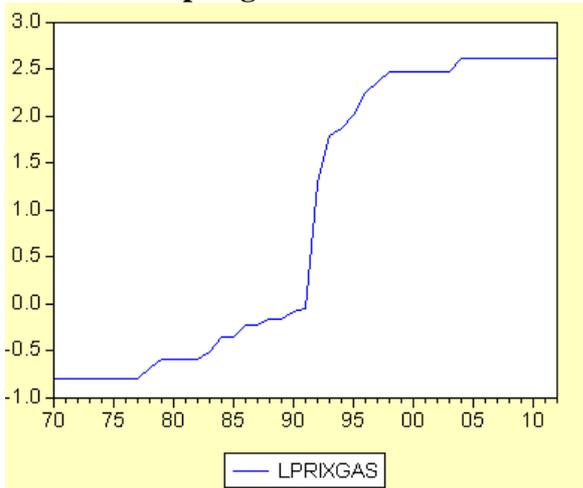
***Évolution graphique des séries en niveau
et en différence.***

Les graphes des séries en niveau et en différence

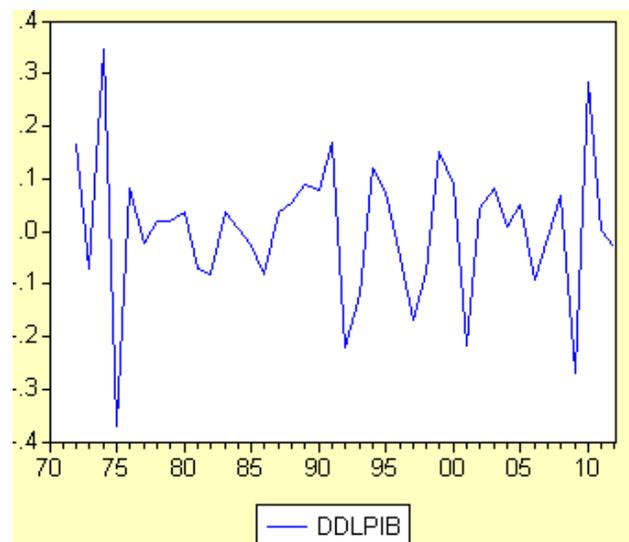
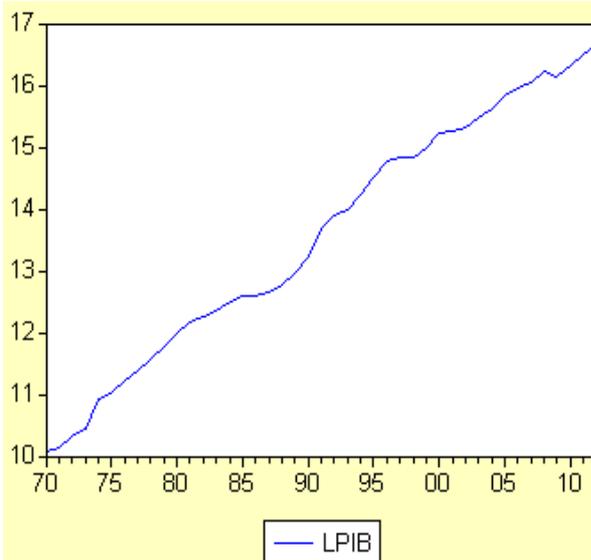
Pour la série lgasoil



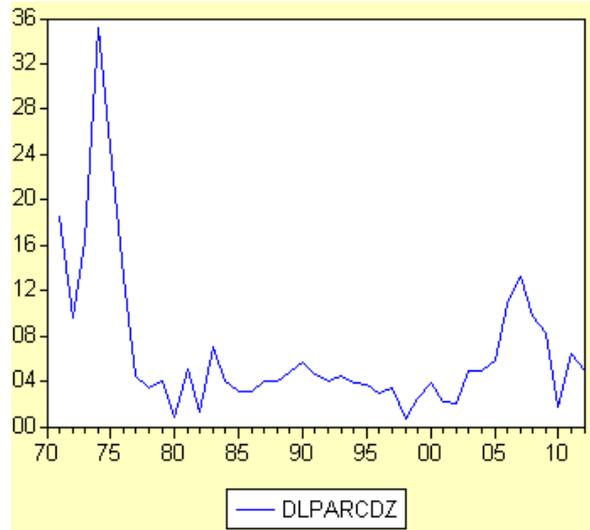
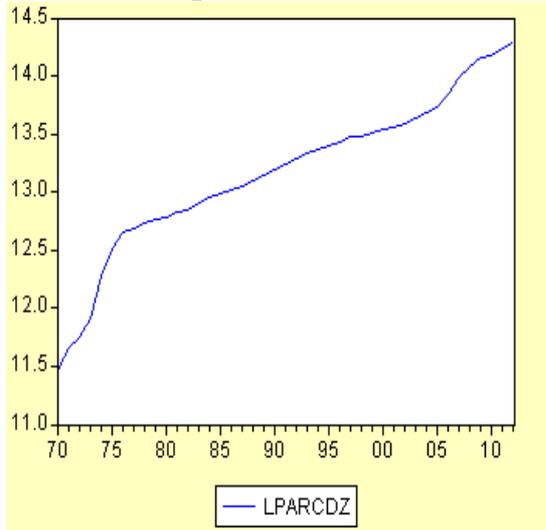
Pour la série lprixgas



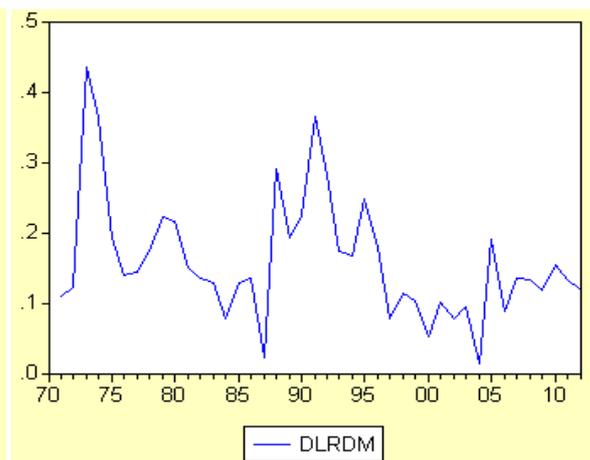
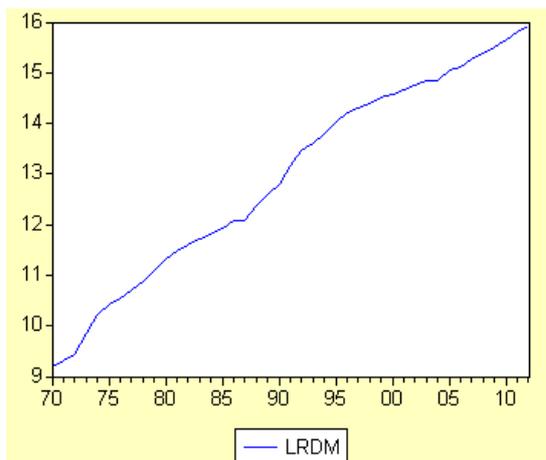
Pour la série lplib



Pour la serie lparcdz



Pour la serie lrdm



Les corrélogrammes des séries en niveau et en différence

Corrélogramme lgasoil

Date: 04/22/14 Time: 20:24
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 43

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.893	0.893	36.745	0.000
		2	0.790	-0.037	66.204	0.000
		3	0.689	-0.046	89.197	0.000
		4	0.591	-0.050	106.50	0.000
		5	0.494	-0.050	118.93	0.000
		6	0.408	-0.010	127.65	0.000
		7	0.335	-0.001	133.67	0.000
		8	0.263	-0.042	137.50	0.000
		9	0.197	-0.033	139.70	0.000
		10	0.141	-0.001	140.88	0.000
		11	0.088	-0.041	141.34	0.000
		12	0.047	0.014	141.48	0.000
		13	0.013	-0.009	141.49	0.000
		14	-0.007	0.034	141.49	0.000
		15	-0.016	0.022	141.51	0.000
		16	-0.015	0.031	141.53	0.000
		17	-0.012	-0.003	141.54	0.000
		18	-0.012	-0.021	141.55	0.000
		19	-0.014	-0.025	141.56	0.000
		20	-0.024	-0.043	141.61	0.000

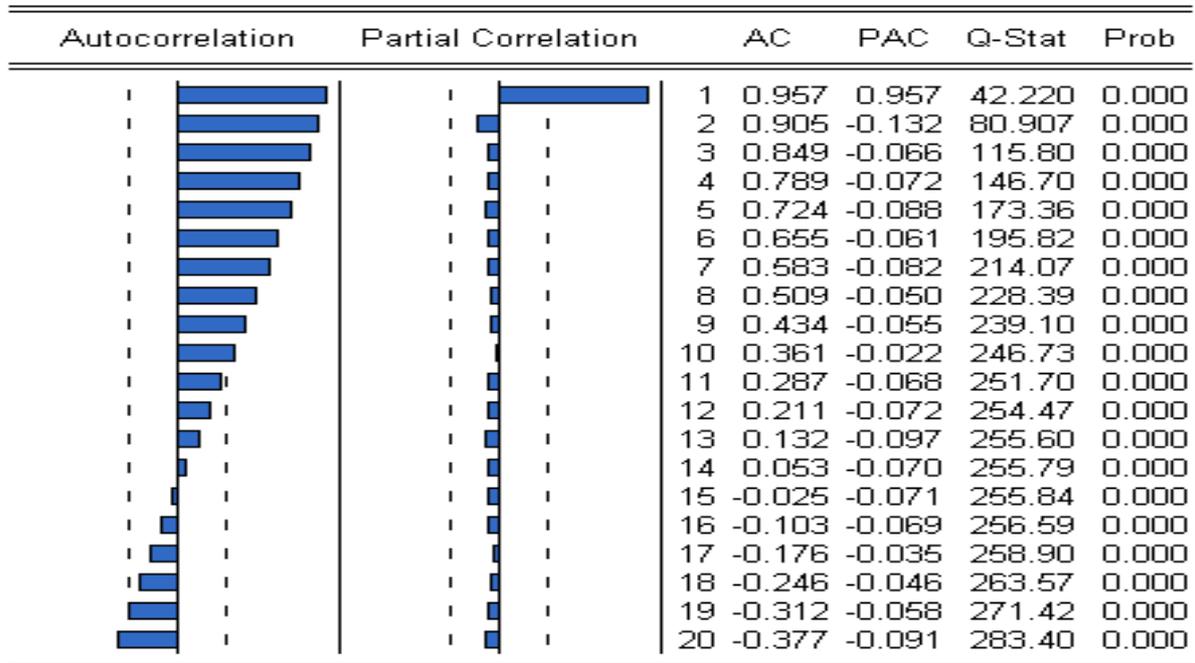
Corrélogramme ddlgasoil

Date: 04/23/14 Time: 07:37
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 41

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.531	-0.531	12.444	0.000
		2	0.250	-0.045	15.277	0.000
		3	-0.202	-0.122	17.179	0.001
		4	0.007	-0.203	17.181	0.002
		5	-0.014	-0.127	17.191	0.004
		6	0.028	-0.042	17.231	0.008
		7	0.078	0.080	17.546	0.014
		8	0.015	0.119	17.558	0.025
		9	-0.046	0.016	17.677	0.039
		10	-0.021	-0.027	17.703	0.060
		11	-0.006	0.011	17.705	0.089
		12	-0.091	-0.131	18.212	0.109
		13	0.135	-0.003	19.352	0.113
		14	-0.136	-0.116	20.560	0.113
		15	0.050	-0.183	20.728	0.146
		16	0.019	-0.022	20.754	0.188
		17	0.077	0.157	21.192	0.218
		18	-0.063	0.061	21.495	0.255
		19	-0.032	-0.055	21.577	0.306
		20	0.058	0.085	21.864	0.348

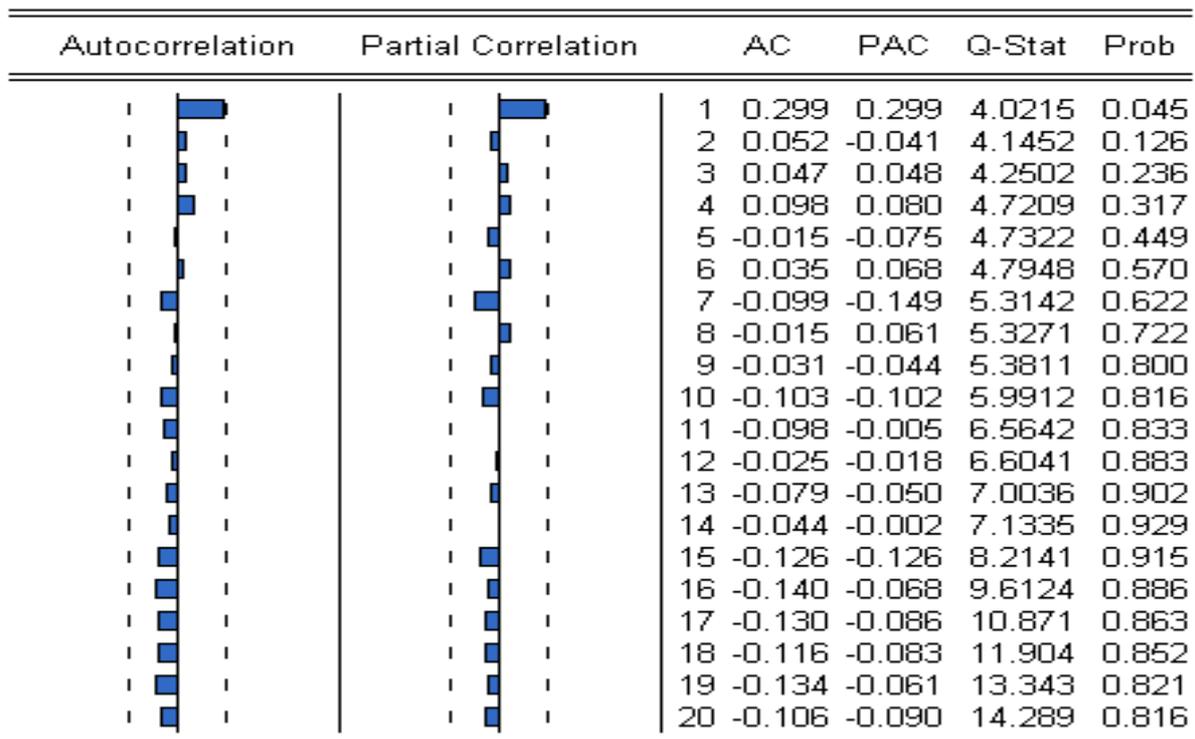
Corrélogramme lprixgas

Date: 04/22/14 Time: 20:27
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 43



Corrélogramme dlprixgas

Date: 04/22/14 Time: 20:28
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 42



Corrélogramme IPIB

Date: 04/29/14 Time: 22:52
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 43

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.932	0.932	40.003	0.000
		2	0.861	-0.057	74.968	0.000
		3	0.791	-0.025	105.26	0.000
		4	0.722	-0.035	131.15	0.000
		5	0.656	-0.023	153.05	0.000
		6	0.589	-0.043	171.19	0.000
		7	0.523	-0.036	185.87	0.000
		8	0.457	-0.036	197.44	0.000
		9	0.395	-0.022	206.33	0.000
		10	0.336	-0.025	212.94	0.000
		11	0.279	-0.020	217.66	0.000
		12	0.223	-0.046	220.77	0.000
		13	0.165	-0.063	222.51	0.000
		14	0.109	-0.027	223.30	0.000
		15	0.054	-0.042	223.51	0.000
		16	-0.003	-0.072	223.51	0.000
		17	-0.063	-0.080	223.80	0.000
		18	-0.122	-0.054	224.95	0.000
		19	-0.177	-0.035	227.47	0.000
		20	-0.227	-0.033	231.80	0.000

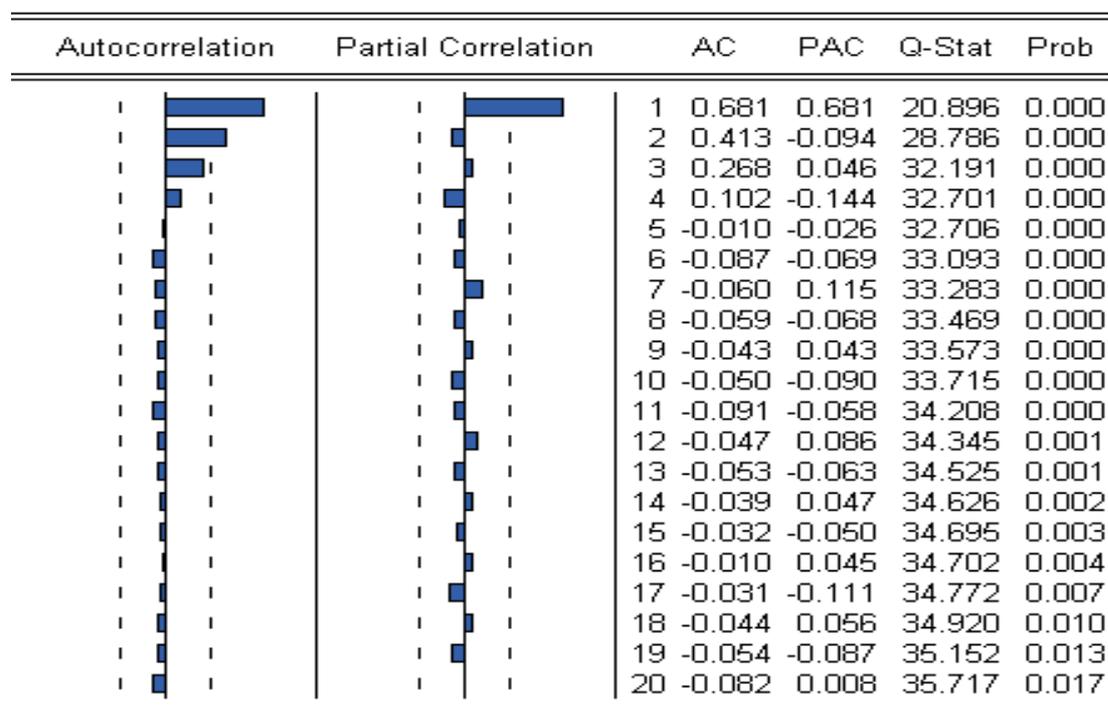
Corrélogramme DDIPIB

Date: 05/01/14 Time: 23:11
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 39

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.714	-0.714	21.477	0.000
		2	0.251	-0.530	24.201	0.000
		3	-0.039	-0.406	24.268	0.000
		4	-0.013	-0.374	24.276	0.000
		5	0.047	-0.263	24.382	0.000
		6	0.004	0.047	24.383	0.000
		7	-0.102	0.069	24.899	0.001
		8	0.105	0.032	25.466	0.001
		9	-0.006	0.143	25.469	0.002
		10	-0.104	-0.058	26.064	0.004
		11	0.134	-0.146	27.089	0.004
		12	-0.065	-0.040	27.337	0.007
		13	0.003	0.092	27.338	0.011
		14	-0.011	0.072	27.345	0.017
		15	0.042	0.156	27.460	0.025
		16	-0.113	-0.163	28.341	0.029

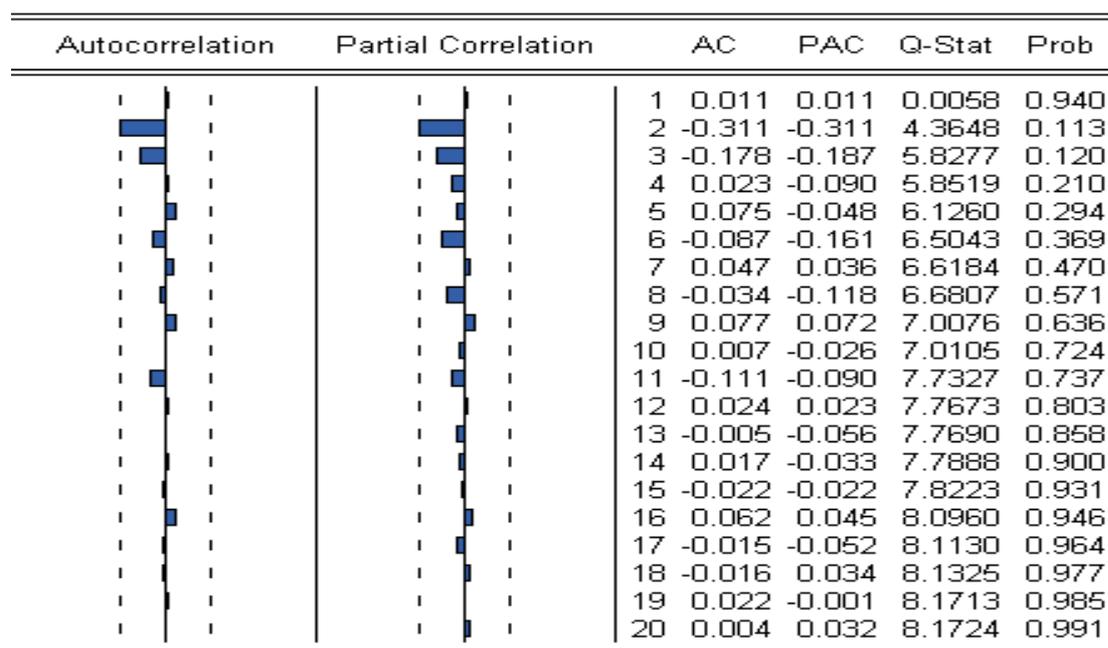
Corrélogramme lparcdz

Date: 05/01/14 Time: 23:14
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 42



Corrélogramme lparcdz

Date: 05/01/14 Time: 23:15
 Sample: 1970 2012
 Included observations: 41



Corrélogramme lrdm

Date: 05/01/14 Time: 23:18

Sample: 1970 2012

Included observations: 43

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.929	0.929	39.795	0.000
		2	0.856	-0.055	74.397	0.000
		3	0.782	-0.050	103.96	0.000
		4	0.713	0.004	129.20	0.000
		5	0.649	-0.009	150.67	0.000
		6	0.586	-0.032	168.65	0.000
		7	0.524	-0.038	183.40	0.000
		8	0.461	-0.042	195.14	0.000
		9	0.400	-0.023	204.27	0.000
		10	0.341	-0.039	211.07	0.000
		11	0.283	-0.032	215.90	0.000
		12	0.225	-0.043	219.06	0.000
		13	0.168	-0.044	220.87	0.000
		14	0.110	-0.053	221.67	0.000
		15	0.051	-0.058	221.85	0.000
		16	-0.008	-0.055	221.86	0.000
		17	-0.067	-0.061	222.19	0.000
		18	-0.127	-0.073	223.43	0.000
		19	-0.181	-0.021	226.07	0.000
		20	-0.231	-0.045	230.57	0.000

Corrélogramme dlrdm

Date: 05/01/14 Time: 23:19

Sample: 1970 2012

Included observations: 41

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.277	-0.277	3.3916	0.066
		2	-0.187	-0.286	4.9802	0.083
		3	0.084	-0.074	5.3043	0.151
		4	-0.073	-0.143	5.5599	0.235
		5	-0.043	-0.127	5.6486	0.342
		6	0.064	-0.046	5.8549	0.440
		7	0.074	0.060	6.1405	0.523
		8	-0.145	-0.111	7.2647	0.508
		9	-0.061	-0.154	7.4718	0.588
		10	0.093	-0.055	7.9637	0.632
		11	-0.075	-0.125	8.2902	0.687
		12	0.040	-0.050	8.3856	0.754
		13	-0.054	-0.176	8.5725	0.804
		14	-0.118	-0.278	9.4787	0.799
		15	0.232	0.042	13.140	0.592
		16	-0.196	-0.289	15.842	0.464
		17	0.212	0.083	19.159	0.320
		18	0.028	-0.018	19.220	0.378
		19	0.027	0.191	19.280	0.439
		20	-0.108	-0.031	20.260	0.442

Annexe 03

Présentation des résultats des tests de racine unitaires (DF et ADF)

MODELE (3) Lprixgas

ADF Test Statistic	-1.823562	1% Critical Value*	-4.1958
		5% Critical Value	-3.5217
		10% Critical Value	-3.1914

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPRIXGAS)

Method: Least Squares

Date: 04/23/14 Time: 08:10

Sample(adjusted): 1972 2012

Included observations: 41 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPRIXGAS(-1)	-0.120938	0.066319	-1.823562	0.0763
D(LPRIXGAS(-1))	0.355527	0.153307	2.319054	0.0260
C	-0.142801	0.133893	-1.066531	0.2931
@TREND(1970)	0.013823	0.008228	1.679932	0.1014
R-squared	0.165096	Mean dependent var		0.083478
Adjusted R-squared	0.097401	S.D. dependent var		0.221404
S.E. of regression	0.210345	Akaike info criterion		-0.187667
Sum squared resid	1.637067	Schwarz criterion		-0.020489
Log likelihood	7.847170	F-statistic		2.438823
Durbin-Watson stat	2.020721	Prob(F-statistic)		0.079810

MODELE (2) Lprixgas

ADF Test Statistic	-0.701009	1% Critical Value*	-3.5973
		5% Critical Value	-2.9339
		10% Critical Value	-2.6048

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPRIXGAS)

Method: Least Squares

Date: 04/23/14 Time: 08:12

Sample(adjusted): 1972 2012

Included observations: 41 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPRIXGAS(-1)	-0.016063	0.022914	-0.701009	0.4876
D(LPRIXGAS(-1))	0.309341	0.154395	2.003563	0.0523
C	0.071932	0.040803	1.762936	0.0860
R-squared	0.101414	Mean dependent var		0.083478
Adjusted R-squared	0.054120	S.D. dependent var		0.221404
S.E. of regression	0.215329	Akaike info criterion		-0.162941
Sum squared resid	1.761934	Schwarz criterion		-0.037558
Log likelihood	6.340299	F-statistic		2.144324
Durbin-Watson stat	1.989371	Prob(F-statistic)		0.131110

MODELE (1) Lprixgas

ADF Test Statistic	0.142600	1% Critical Value*	-2.6196
		5% Critical Value	-1.9490
		10% Critical Value	-1.6200

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPRIXGAS)

Method: Least Squares

Date: 04/23/14 Time: 08:15

Sample(adjusted): 1972 2012

Included observations: 41 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPRIXGAS(-1)	0.002959	0.020754	0.142600	0.8873
D(LPRIXGAS(-1))	0.383160	0.152572	2.511341	0.0163
R-squared	0.027920	Mean dependent var		0.083478
Adjusted R-squared	0.002995	S.D. dependent var		0.221404
S.E. of regression	0.221072	Akaike info criterion		-0.133107
Sum squared resid	1.906039	Schwarz criterion		-0.049518
Log likelihood	4.728687	Durbin-Watson stat		2.017778

MODELE (1) DLprixgas

ADF Test Statistic	-3.311892	1% Critical Value*	-2.6211
		5% Critical Value	-1.9492
		10% Critical Value	-1.6201

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPRIXGAS,2)

Method: Least Squares

Date: 04/23/14 Time: 08:16

Sample(adjusted): 1973 2012

Included observations: 40 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LPRIXGAS(-1))	-0.593800	0.179293	-3.311892	0.0020
D(LPRIXGAS(-1),2)	-0.028587	0.162155	-0.176297	0.8610
R-squared	0.306205	Mean dependent var		0.000000
Adjusted R-squared	0.287947	S.D. dependent var		0.265371
S.E. of regression	0.223929	Akaike info criterion		-0.106271
Sum squared resid	1.905474	Schwarz criterion		-0.021827
Log likelihood	4.125427	Durbin-Watson stat		2.006533

MODELE (3) LParcdz

ADF Test Statistic	-1.648737	1% Critical Value*	-4.2165
		5% Critical Value	-3.5312
		10% Critical Value	-3.1968

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPARCDZ)

Method: Least Squares

Date: 04/23/14 Time: 09:00

Sample(adjusted): 1975 2012

Included observations: 38 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPARCDZ(-1)	-0.097121	0.058906	-1.648737	0.1093
D(LPARCDZ(-1))	0.544742	0.095713	5.691423	0.0000
D(LPARCDZ(-2))	0.059514	0.117971	0.504478	0.6175
D(LPARCDZ(-3))	-0.186098	0.118098	-1.575786	0.1252
D(LPARCDZ(-4))	0.133040	0.084470	1.574992	0.1254
C	1.196838	0.720870	1.660270	0.1069
@TREND(1970)	0.004832	0.002640	1.830086	0.0769
R-squared	0.776284	Mean dependent var	0.053219	
Adjusted R-squared	0.732985	S.D. dependent var	0.043696	
S.E. of regression	0.022579	Akaike info criterion	-4.578755	
Sum squared resid	0.015804	Schwarz criterion	-4.277094	
Log likelihood	93.99634	F-statistic	17.92814	
Durbin-Watson stat	2.225472	Prob(F-statistic)	0.000000	

MODELE (2) LParcdz

ADF Test Statistic	1.121077	1% Critical Value*	-3.6117
		5% Critical Value	-2.9399
		10% Critical Value	-2.6080

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPARCDZ)

Method: Least Squares

Date: 04/23/14 Time: 09:01

Sample(adjusted): 1975 2012

Included observations: 38 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPARCDZ(-1)	0.009613	0.008575	1.121077	0.2706
D(LPARCDZ(-1))	0.611957	0.091572	6.682785	0.0000
D(LPARCDZ(-2))	0.033277	0.121319	0.274294	0.7856
D(LPARCDZ(-3))	-0.232949	0.119447	-1.950227	0.0600
D(LPARCDZ(-4))	0.110517	0.086582	1.276440	0.2110
C	-0.106384	0.116076	-0.916502	0.3663
R-squared	0.752114	Mean dependent var	0.053219	
Adjusted R-squared	0.713382	S.D. dependent var	0.043696	
S.E. of regression	0.023393	Akaike info criterion	-4.528795	
Sum squared resid	0.017512	Schwarz criterion	-4.270228	
Log likelihood	92.04710	F-statistic	19.41836	
Durbin-Watson stat	2.422888	Prob(F-statistic)	0.000000	

MODELE (1) LParcdz

ADF Test Statistic	3.981312	1% Critical Value*	-2.6243
		5% Critical Value	-1.9498
		10% Critical Value	-1.6204

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LPARCDZ)
 Method: Least Squares
 Date: 04/23/14 Time: 09:03
 Sample(adjusted): 1975 2012
 Included observations: 38 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPARCDZ(-1)	0.001765	0.000443	3.981312	0.0004
D(LPARCDZ(-1))	0.604589	0.090997	6.644043	0.0000
D(LPARCDZ(-2))	0.019987	0.120157	0.166341	0.8689
D(LPARCDZ(-3))	-0.220203	0.118347	-1.860662	0.0717
D(LPARCDZ(-4))	0.089064	0.083156	1.071048	0.2919
R-squared	0.745608	Mean dependent var	0.053219	
Adjusted R-squared	0.714772	S.D. dependent var	0.043696	
S.E. of regression	0.023337	Akaike info criterion	-4.555516	
Sum squared resid	0.017972	Schwarz criterion	-4.340044	
Log likelihood	91.55480	Durbin-Watson stat	2.331995	

MODELE (1) DLParcdz

ADF Test Statistic	-3.152626	1% Critical Value*	-2.6261
		5% Critical Value	-1.9501
		10% Critical Value	-1.6205

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LPARCDZ,2)
 Method: Least Squares
 Date: 04/23/14 Time: 09:07
 Sample(adjusted): 1976 2012
 Included observations: 37 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LPARCDZ(-1))	-0.238934	0.075789	-3.152626	0.0035
D(LPARCDZ(-1),2)	0.079118	0.135492	0.583930	0.5634
D(LPARCDZ(-2),2)	0.026233	0.104883	0.250116	0.8041
D(LPARCDZ(-3),2)	-0.188181	0.101848	-1.847656	0.0739
D(LPARCDZ(-4),2)	0.037798	0.102556	0.368557	0.7149
R-squared	0.401370	Mean dependent var	-0.005363	
Adjusted R-squared	0.326541	S.D. dependent var	0.034568	
S.E. of regression	0.028368	Akaike info criterion	-4.162038	
Sum squared resid	0.025751	Schwarz criterion	-3.944346	
Log likelihood	81.99770	Durbin-Watson stat	2.101947	

Modele (3) LPIB

ADF Test Statistic	-2.204738	1% Critical Value*	-4.1958
		5% Critical Value	-3.5217
		10% Critical Value	-3.1914

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPIB)

Method: Least Squares

Date: 04/29/14 Time: 21:40

Sample(adjusted): 1972 2012

Included observations: 41 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPIB(-1)	-0.192938	0.087510	-2.204738	0.0338
D(LPIB(-1))	0.238332	0.157377	1.514404	0.1384
C	2.097430	0.872115	2.404992	0.0213
@TREND(1970)	0.029208	0.014088	2.073249	0.0452
R-squared	0.172592	Mean dependent var	0.159025	
Adjusted R-squared	0.105505	S.D. dependent var	0.104242	
S.E. of regression	0.098590	Akaike info criterion	-1.703234	
Sum squared resid	0.359637	Schwarz criterion	-1.536056	
Log likelihood	38.91630	F-statistic	2.572649	
Durbin-Watson stat	2.054466	Prob(F-statistic)	0.068714	

Modele (2) lpiB

ADF Test Statistic	-1.440278	1% Critical Value*	-3.5973
		5% Critical Value	-2.9339
		10% Critical Value	-2.6048

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPIB)

Method: Least Squares

Date: 04/29/14 Time: 21:46

Sample(adjusted): 1972 2012

Included observations: 41 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPIB(-1)	-0.012304	0.008543	-1.440278	0.1580
D(LPIB(-1))	0.129218	0.154619	0.835717	0.4085
C	0.305820	0.122552	2.495422	0.0170
R-squared	0.076470	Mean dependent var	0.159025	
Adjusted R-squared	0.027863	S.D. dependent var	0.104242	
S.E. of regression	0.102779	Akaike info criterion	-1.642110	
Sum squared resid	0.401416	Schwarz criterion	-1.516726	
Log likelihood	36.66325	F-statistic	1.573237	
Durbin-Watson stat	1.972661	Prob(F-statistic)	0.220581	

Modele (1) lpib

ADF Test Statistic	3.935796	1% Critical Value*	-2.6196
		5% Critical Value	-1.9490
		10% Critical Value	-1.6200

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPIB)

Method: Least Squares

Date: 04/29/14 Time: 21:50

Sample(adjusted): 1972 2012

Included observations: 41 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPIB(-1)	0.008416	0.002138	3.935796	0.0003
D(LPIB(-1))	0.253495	0.155880	1.626224	0.1120
R-squared	-0.074870	Mean dependent var		0.159025
Adjusted R-squared	-0.102431	S.D. dependent var		0.104242
S.E. of regression	0.109451	Akaike info criterion		-1.539138
Sum squared resid	0.467197	Schwarz criterion		-1.455549
Log likelihood	33.55233	Durbin-Watson stat		1.962028

Modele (1) dlpib

ADF Test Statistic	-1.577424	1% Critical Value*	-2.6211
		5% Critical Value	-1.9492
		10% Critical Value	-1.6201

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPIB,2)

Method: Least Squares

Date: 04/29/14 Time: 21:53

Sample(adjusted): 1973 2012

Included observations: 40 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LPIB(-1))	-0.172482	0.109344	-1.577424	0.1230
D(LPIB(-1),2)	-0.298839	0.152801	-1.955738	0.0579
R-squared	0.208531	Mean dependent var		-0.001097
Adjusted R-squared	0.187703	S.D. dependent var		0.135395
S.E. of regression	0.122029	Akaike info criterion		-1.320416
Sum squared resid	0.565857	Schwarz criterion		-1.235973
Log likelihood	28.40833	Durbin-Watson stat		2.110012

Modelle (1) ddlpib

ADF Test Statistic	-6.412075	1% Critical Value*	-2.6227
		5% Critical Value	-1.9495
		10% Critical Value	-1.6202

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LPIB,3)

Method: Least Squares

Date: 04/29/14 Time: 21:58

Sample(adjusted): 1974 2012

Included observations: 39 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LPIB(-1),2)	-1.700702	0.265234	-6.412075	0.0000
D(LPIB(-1),3)	0.223222	0.157251	1.419526	0.1641
R-squared	0.710885	Mean dependent var		0.001070
Adjusted R-squared	0.703072	S.D. dependent var		0.228123
S.E. of regression	0.124307	Akaike info criterion		-1.282209
Sum squared resid	0.571730	Schwarz criterion		-1.196898
Log likelihood	27.00307	Durbin-Watson stat		1.925797

Modelle (3) lrdm

ADF Test Statistic	-1.973955	1% Critical Value*	-4.1958
		5% Critical Value	-3.5217
		10% Critical Value	-3.1914

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LRDM)

Method: Least Squares

Date: 04/29/14 Time: 22:04

Sample(adjusted): 1972 2012

Included observations: 41 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LRDM(-1)	-0.098868	0.050086	-1.973955	0.0559
D(LRDM(-1))	0.367089	0.146933	2.498334	0.0170
C	1.080512	0.469052	2.303607	0.0270
@TREND(1970)	0.013751	0.008141	1.689037	0.0996
R-squared	0.325870	Mean dependent var		0.161178
Adjusted R-squared	0.271211	S.D. dependent var		0.088827
S.E. of regression	0.075831	Akaike info criterion		-2.228162
Sum squared resid	0.212760	Schwarz criterion		-2.060984
Log likelihood	49.67732	F-statistic		5.961858
Durbin-Watson stat	2.072788	Prob(F-statistic)		0.002016

Modele (2) lrdm

ADF Test Statistic	-2.217539	1% Critical Value*	-3.5973
		5% Critical Value	-2.9339
		10% Critical Value	-2.6048

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LRDM)

Method: Least Squares

Date: 04/29/14 Time: 22:06

Sample(adjusted): 1972 2012

Included observations: 41 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LRDM(-1)	-0.015010	0.006769	-2.217539	0.0326
D(LRDM(-1))	0.312870	0.146838	2.130714	0.0396
C	0.305287	0.099037	3.082562	0.0038
R-squared	0.273892	Mean dependent var	0.161178	
Adjusted R-squared	0.235676	S.D. dependent var	0.088827	
S.E. of regression	0.077657	Akaike info criterion	-2.202666	
Sum squared resid	0.229165	Schwarz criterion	-2.077283	
Log likelihood	48.15466	F-statistic	7.166912	
Durbin-Watson stat	1.988035	Prob(F-statistic)	0.002286	

Modele (2) dlrdm

ADF Test Statistic	-3.325435	1% Critical Value*	-3.6019
		5% Critical Value	-2.9358
		10% Critical Value	-2.6059

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LRDM,2)

Method: Least Squares

Date: 04/29/14 Time: 22:15

Sample(adjusted): 1973 2012

Included observations: 40 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LRDM(-1))	-0.587613	0.176703	-3.325435	0.0020
D(LRDM(-1),2)	0.014697	0.164122	0.089549	0.9291
C	0.095220	0.031524	3.020588	0.0046
R-squared	0.289411	Mean dependent var	-0.000117	
Adjusted R-squared	0.251001	S.D. dependent var	0.096574	
S.E. of regression	0.083579	Akaike info criterion	-2.053999	
Sum squared resid	0.258465	Schwarz criterion	-1.927333	
Log likelihood	44.07998	F-statistic	7.534750	
Durbin-Watson stat	1.627562	Prob(F-statistic)	0.001799	

Tableau : les valeurs critiques de la constante et de la tendance du test de DF

N	Modèle (2)			Modèle (3)					
	Constante			Constante			trend		
	1%	5%	10%	1%	5%	10%	1%	5%	10%
25	3,41	2,61	2,20	4,05	3,20	2,77	3,74	2,85	2,39
50	3,28	2,56	2,18	3,87	3,14	2,75	3,60	2,81	2,38
100	3,22	2,54	2,17	3,78	3,11	2,73	3,53	2,79	2,38
250	3,19	2,53	2,16	3,74	3,09	2,73	3,49	2,79	2,38
500	3,18	2,52	2,16	3,72	3,08	2,72	3,48	2,78	2,38
∞	3,18	2,52	2,16	3,71	3,08	2,72	3,46	2,78	2,38

Liste des figures

Liste des figures	Noms des figures	pages
1	Capacité de production du pétrole (période 2000 - 2011)	12
2	Évolution des prix de pétrole sur le marché de Brent de 1999 jusqu'à 2012	21
3	Evolution de taux de croissance du secteur des hydrocarbures	28
4	Evolution des ventes annuelles de gasoil	57
5	Evolution des prix annuels moyens du gasoil (DA)	58
6	Evolution du revenu disponible des ménages	59
7	Evolution de produit intérieur brut	60
8	Evolution du parc automobile national	61

Liste des tableaux

Tableau n°1 : Estimation de l'évolution de la demande du pétrole pour l'année 2014(mbj).

Tableau n°02 : La production et les réserves mondiale de pétroles (millions de tonnes).

Tableau n°03 : détermination du nombre de retards P.

Tableau n°04: test ADF : modèle (3) pour la série lgasoil.

Tableau n°05: test ADF : modèle (2) pour la série lgasoil

Tableau n°06 : test ADF : modèle (1) pour la série lgasoil

Tableau n°07 : test ADF : modèle (1) pour la série dlgasoil

Tableau n°08: test ADF : modèle (1) pour la série ddlgasoil

Tableau n°10: les résultats des tests de la stationnarité (Test ADF)

Tableau n° 11 : détermination du nombre de retards

Tableau n° 12 : test de la trace

Tableau n° 13 : Estimation de modèle VECM

Tableau n° 14: test de normalité de JB

Tableau n°15 : test d'hétéroscédasticité de white

Tableau n°16: test LM d'indépendance sérielle

Tableau n°17 : Test de causalité de Granger

Tableau n° 18: la variance de l'erreur de prévision de lgasoil

Tableau n°19 : la variance de l'erreur de prévision de IPARCDZ

Tableau n° 20: la variance de l'erreur de prévision de IPIB

Tableau n°21 : la variance de l'erreur de prévision de Lprixgas

Tableau n°22 : la variance de l'erreur de prévision de IRDM

Liste des Abréviations

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Le pétrole dans l'économie mondiale	4
Section 1 : Notions générales sur le pétrole	4
1.1. Historique du pétrole.....	4
1.2. Le gisement du pétrole brut.....	6
1.3. La prospection et recherche du pétrole brut.....	6
1.4. L'extraction.....	7
1.5. Transport du pétrole brut1.....	7
1.5.1. Par navires.....	7
1.5.2. Par oléoduc.....	8
1.5.3. Par route.....	8
Section 02 : Le marché mondial du pétrole	9
2.1. La demande mondiale des produits pétroliers	9
2.1.1. La demande mondiale du pétrole pour l'année 2014.....	9
2.2. Les pays producteurs du pétrole	11
2.3. Les réserves pétrolières dans le monde.....	13
2.3.1. Les réserves prouvées.....	13
2.3.2. Les réserves probables.....	13
2.3.3. Les réserves ultimes.....	13
2.3.4. Les réserves non conventionnelles.....	14
2.4. Les différents types des marchés pétroliers.....	15
2.4.1. Les marchés spot.....	15

2.4.2. Le marché à terme « futurs ».....	16
2.4.3. Les marchés forward.....	16
2.5. La formation du prix.....	17
2.5.1. Le système d'indexation.....	17
2.5.2. Mécanisme de fixation du prix.....	18
2.5.3. L'évolution des prix de pétrole.....	19
Chapitre II : Le secteur énergétique en Algérie.....	23
Section 01:Présentation du secteur des hydrocarbures en Algérie	23
1.1. Les réserves des hydrocarbures en Algérie.....	24
1.2. La commercialisation des hydrocarbures.....	25
1.3. L'importance des investissements.....	26
1.3.1. Caractéristiques des investissements dans les hydrocarbures.....	26
1.4. Les hydrocarbures dans l'économie nationale.....	27
1.4.1. Le rôle de l'État dans le secteur des hydrocarbures	27
Section 02 : La richesse de l'Algérie en hydrocarbures.....	29
2.1. Potentialités du secteur des hydrocarbures.....	29
2.1.1. Exploration des hydrocarbures.....	29
2.1.2. Exploitation des hydrocarbures.....	30
2.2. Le monopole de Sonatrach sur les hydrocarbures en Algérie.....	30
2.2.1. Objectif et évolution de la «SONATRACH».....	31
2.2.2. Les nouvelles découvertes des gisements	32
Section 03 : le raffinage en Algérie.....	33
3.1. Présentation de l'activité AVAL.....	34
3.1.1. Organigramme.....	35

3.1.2. Produits du NAFTEC.....	36
3.1.3. Objectif.....	37
3.2. Les raffineries en Algérie.....	38
3.2.1. Raffinerie d'Alger (RA1G).....	38
3.2.2. Raffinerie d'Arzew (RA1Z).....	38
3.2.3. Raffinerie de Skikda (RA1K).....	38
3.2.4. Raffinerie d'In Aménas (RA1)	39
3.2.5. Raffinerie de Hassi-messaoud(RHM).....	39
3.2.6. Raffinerie d'Adrar(RA).....	39
3.3. Les modes de valorisation du raffinage en Algérie.....	39
3.3.1. Programme de développement.....	39
3.3.2. Réhabilitation et modernisation de l'instrumentation des raffineries.....	40
Chapitre III : Le transport routier et l'utilisation du GPL/c en Algérie.....	42
Section 01 : le secteur routier en Algérie.....	42
1.1. La structure du marché automobile algérien depuis 1950.....	42
1.2. Le parc automobile en Algérie au temps présent.....	43
1.3. La relation des carburants avec le secteur du transport routier.....	46
1.3.1. Carburants et transport routier.....	46
Section 02 : La politique de promotion du GPL/c.....	48
2.1. Les avantages du GPL/c.....	48
2.1.1 Les avantages économiques.....	48
2.1.2 Les avantages techniques.....	49
2.1.3 Les avantages écologiques sécuritaires.....	49
2.2. L'expérience algérienne de promotion du GPL/c.....	50

2.2.1. La période de préparation 1977-1982.....	50
2.2.2. La période d'introduction 1983-1985.....	50
2.2.3. La période de généralisation (fin des années 1980 à nos jours):	
Les objectifs.....	51
2.3. Les moyens mobilisés pour la généralisation GPL/c.....	52
2.3.1. La réglementation.....	52
2.3.2. La tarification.....	53
2.3.3. Autres mesures.....	54
Chapitre IV : analyse empirique de la demande du gasoil.....	56
Section 1 : Analyse descriptive des données.....	56
1.1. Le choix des variables	56
1.2. Analyse graphique.....	56
1.2.1.Évolution des ventes du gasoil pour la période 1970-2012.....	57
1.2.2. Analyse de l'évolution des prix annuels moyens du gasoil (DA).....	58
1.2.3. Analyse de l'évolution du revenu disponible des ménages (million DA) .	59
1.2.3. Analyse de l'évolution de produit intérieur brut (milliards dollars)	60
1.2.4. Analyse de l'évolution du parc diesel automobile national (véhicule).....	61
Section 2 : Étude de la stationnarité des séries de données.....	62
2.1. Application des tests de racines unitaires (test de DF et DFA).....	62
2.1.1. Application de test ADF à la série lgasoil	63
2.1.2.Présentation des résultats des tests de DF et DFA sur les autres séries.....	68
Section 3 : Analyse multivariée des séries de données.....	69
3.1. Estimation du modèle vectoriel à correction d'erreur de la demande du gasoil.....	69
3.2. Tests sur les résidus	72

3.2.1. Test de normalité	73
3.2.2. Test d'hétéroscédasticité des résidus	73
3.2.3. Test d'autocorrélation des erreurs	74
3.3. Interprétation économique du Modèle.....	75
3.4. Test de causalité	76
3.4.1. Test de causalité entre les variables.....	76
3.5. Décomposition de la variance.....	78
Conclusion générale.....	81
Bibliographie.....	84
Annexes.....	87
Liste des figures	
Liste des tableaux	

Résumé

Les hydrocarbures et particulièrement le pétrole et ses dérivés ne cessent de prendre une place de plus en plus considérable, A cet égard, le secteur des hydrocarbures vu son poids dans l'économie algérienne, occupe une place stratégique et primordiale qui joue et continue de jouer un rôle de locomotive pour la relance économique. Les carburants routiers à savoir le gasoil constitue l'un des volets les plus importants du secteur de l'énergie. Pour cela la connaissance des variables qui déterminent la demande de gasoil est indispensable, par l'utilisation de certains développements récents de l'économétrie des séries temporelles non stationnaire à savoir la théorie de la cointégration, et ce à travers la modélisation de ces variables étudiées selon un modèle vectoriel à correction d'erreurs (VECM). Les résultats de l'estimation montre l'existence de relation de long terme et de court terme entre la consommation de gasoil et ses déterminants.

Mots clefs : pétrole, carburant routier, gasoil, cointegration, VECM.

Chapitre I

Chapitre II

Chapitre III

Chapitre IV

Liste

Des

Abréviations

Liste

Des

Figures

Bibliographie

Introduction

Générale

Conclusion

Générale

Liste

Des

Tableaux

Annexes

Sommaire

Table

Des

Matières