

A

- API : America Petroleum Institute.

B

- BAF: Bunker Adjustment Factor.
- B/j : baril par jour.

C

- CAF: Currency Adjustment Factor.
- CDHL: Centre de Dispatching d'Hydrocarbure Liquide.
- CFP : Compagnie Française du Pétrole.
- CFR : Cost and Freight.
- CIF : Cost Insurance Freight.
- CIM : Contrat Internationale des Marchandises.
- CIP : Carriage Insurance Paid.
- Cm³ : Centimètre cube.
- CMR : Contrat des Marchandises par Route.
- CNDG : Center National de Dispatching du Gaz.
- COGIZ : Société de Conditionnement et Commercialisation des Gaz Industriels.
- COTIF : Convention Relative à Transport International Ferroviaire.
- CPT : Carriage Paid To.

D

- DAP : Delivered At Place.
- DAT : Delivered At Terminal.
- DDP : Delivered Duty Paid.
- DRGB: Direction Regionale de Bejaia.

E

- ENAC : Entreprise National Algérienne Canalisation.
- EXW : Ex Work.

F

- FAS: Free Along Ship.
- FCA: Free Carrier.
- FOB: Free On Board.

G

- GALSI : Gazoduc Algérie Sicile.
- GBBLS: Gigas Baril.
- GEM: Gazoducs Enrico Mattei.
- GNL : Gaz Naturel Liquéfié.
- GPDF : Gazoducs Pedro Duran Farell.
- GPL : Gaz pétrolier liquéfié.

H

- HAWB: House Air Way Bill.
- HeH: Houad el Hamra.

K

- Km: kilometer.
- Km² : kilomètre carré.

L

- LTA: Lettre de Transport Aérien.
- LVI : Lettre de voiture internationale.

M

- M: mètre.
- M³ : Mètre cube.
- Mb/j : Million de Baril par Jour.
- Mds USD : milliards de dollars américain.
- MEDGAZ
- Mt : Million tonne.
- Mt/an : Million tonne par an.

- Mtep : millions tonnes équivalent pétrole.

O

- OCDE: Organisation de Coopération et de Développement Economique.
- OPEP: Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole.

R

- RTC : Région Transport Centre.
- RTE : Région Transport Est.
- RTH : Région Transport Haoud el Hamra.
- RTI : Région Transport In-Amens.
- RTO Région Transport Ouest.

S

- SNEPA: Société Nationale de Recherche et d'Exploitation du Pétrole en Algérie
- SONATRACH : Société Nationale de Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures.
- SOPEG: Société Pétrolière de Gérance.
- SP : Station de Pompage.
- SPM : Single Point Mooring.
- SVH: Société de valorisation des hydrocarbures.

T

- TSGP : Trans Saharan Gas Pipeline.
- TRC: Transport par Canalisation.

U

- ULD : Unit Load Devices.

Symbols

- \$/b : Dollars par baril.
- \$: Dollars.

❖ **Index des tableaux**

Tableau n° 01: Évolutions de la production des hydrocarbures en Algérie	50
Tableau n° 02: L'évolution des exportations des hydrocarbures entre 2009-2010	51
Tableau n° 03: Répartition des bacs de stockage en Algérie	58
Tableau n° 04: Les pipelines du pétrole brut et condensât en Algérie	60
Tableau n° 05: Les pipelines du gaz naturel en Algérie	61
Tableau n° 06: Les gazoducs transcontinentaux	62
Tableau n° 07: Les pipelines de GPL	63
Tableau n° 08: Les ports pétroliers et bouées de chargement en Algérie	65
Tableau n° 09: La répartition de l'espace occupé par la DRGB	75
Tableau n° 10: La quantité transportée du pétrole (brut et condensât) en 2013	82
Tableau n° 11: Les prévisions et les réalisations du gaz naturel en 2013	83
Tableau n° 12: Le coût opératoire (HEH-Bejaia)	84
Tableau n° 13: Les coûts du capital (HEH-Bejaia)	84
Tableau n° 14: Les frais de siège	85
Tableau n° 15: Coût du transport (ouvrage SBM/TRA)	86
Tableau n° 16: Coût du transport sur l'ouvrage (Hassi R'mel/O. Issers)	87

❖ **Index des schémas**

Schéma n° 01: Les activités de la SONATRACH	73
Schéma n° 02: Organigramme de la Direction Régionale de Bejaia	79

❖ **Index des figures**

Figure n° 01: Exportations pétrolière par destination en 2012	52
Figure n° 02: Principales destinations des exportations gazières en 2012	52
Figure n° 03: Répartition des actifs de production des hydrocarbures par exploitation en 2012	53

❖ **Index des cartes**

Carte n° 01: Situation des gisements d'huile et de gaz en Algérie	55
Carte n° 02: Réseau de transport par canalisations	59

Remerciement	I
Dédicace	II
Liste des abréviations	III
Liste des illustrations	IV
Introduction générale	01
Chapitre I : les notions de base sur les opérations du transport à l'international	04
Introduction du chapitre I	04
Section 01 : Analyse du coût de transport	05
1. Définitions et caractéristiques d'un coût	05
2. Typologie des coûts	06
3. L'intérêt et limites de l'analyse d'un coût	07
4. Les éléments constitutifs du coût de transport	09
Section 02 : l'environnement du transport international	14
1. Les intervenants	14
2. Le rôle de l'incoterm	15
3. Le choix d'une solution-transport	19
Section 03: Les principaux moyens de transport internationaux	23
1. Le transport maritime	23
2. Le transport aérien	27
3. Le transport terrestre	30
Conclusion du chapitre I	36
Chapitre II : Le secteur des hydrocarbures et ses moyens de transport en Algérie	37
Introduction du chapitre II	37
Section 01 : le marché mondial des hydrocarbures	38

1. Histoire des hydrocarbures dans l'économie mondiale	38
2. Les ressources énergétiques mondiales	41
3. Le commerce mondial des hydrocarbures	43
Section 02 : le secteur des hydrocarbures en Algérie	44
1. Histoire des hydrocarbures en Algérie	44
2. Secteur des hydrocarbures algérien : définition et importance	48
3. Le développement du secteur des hydrocarbures	49
4. La valeur des exportations algérienne en hydrocarbures	51
Section 03 : le transport des hydrocarbures en Algérie	54
1. Localisation des gisements	54
2. Les bacs de stockage	57
3. Le réseau interne de canalisations	58
4. Le transport maritime des hydrocarbures en Algérie	63
Conclusion du chapitre II	67
Chapitre 3 : Coût du transport des hydrocarbures au sein de la sonatrach (DRGB)	68
Introduction du chapitre III	68
Section 01 : présentation de l'organisme d'accueil	69
1. Historique et missions de la SONATRACH	69
2. Les activités de la SONATRACH	70
3. Présentation de la Région Transport Centre (RTC)	74
Section 02 : le calcul de coût du transport	80
1. Fiche technique des ouvrages de transport par canalisation	80
2. La quantité transportée des hydrocarbures pendant l'année 2013	82
3. Le coût de transport du pétrole (brut, condensât) et gaz naturel	83
Section 03 : la démarche d'exportation des hydrocarbures au sein de DRGB	89
1. Le moyen de transport des hydrocarbures vers l'international	89
2. La commercialisation et la destination des hydrocarbures de la DRGB	89
3. Le processus du transport des hydrocarbures au sein de DRGB vers l'international	90

4. Chargement des pétroliers	92
5. Les différents documents établis par la DRGB	93
6. Le coût du transport a l'international	94
Conclusion du chapitre III	95
Conclusion générale	96
Bibliographie	98
Annexes	102
Table des matières	106

Rapport-Gratuit.com

Depuis le milieu du 20^{ème} siècle, le pétrole et le gaz sont devenus une réalité internationale. Les hydrocarbures occupent une place très importante non seulement dans le développement économique des pays producteurs mais aussi dans les relations géopolitiques économiques internationales. Le secteur des hydrocarbures connaît des changements très importants qui conditionnent l'évolution de l'économie mondiale. En effet, les hydrocarbures sont devenus à la fin du 19^{ème} siècle, la source d'énergie la plus importante du monde. Dont le pétrole est la première source d'énergie fossile produite et consommée.

Les principaux gisements de pétrole et de gaz se trouvent dans des pays en développement. Une fois satisfaite leur demande intérieure, ces pays exportent vers les régions industrialisées, la majeure partie de leur production d'hydrocarbures. En effet, l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Asie de l'Est n'ont pas d'autosuffisance pour leur approvisionnement pétrolière et gazière. Ainsi, les zones de production sont souvent éloignées de celles où l'on a besoin de pétrole et de gaz. C'est pourquoi depuis des dizaines d'années d'importantes quantités d'hydrocarbures circulent à travers le monde¹.

Le développement technologique qui a bouleversé le monde après la deuxième guerre mondiale a donné naissance aux nouveaux moyens de transport des hydrocarbures. L'acheminement de cette matière précieuse à travers le monde s'effectue par voie maritime et plus précisément par des navires spécifiques. Mais pour des raisons économiques, géographiques ou politiques, il est parfois préférable de transporter ce produit par voie terrestre, en utilisant des canalisations spécifiques. Ces deux modes figurent d'un côté comme un maillot fort dans l'acheminement des hydrocarbures du point d'extraction jusqu'au lieu de consommation. Mais de l'autre côté figurent comme un maillot faible en raison des risques et des coûts très élevés générés par ces deux modes de transport.

Les hydrocarbures étant le plus gros commerce de la planète et qui représente une source importante du revenu pour tous les pays, notamment les pays en voie de développement ou bien les pays producteurs dont l'Algérie qui fait partie de cette catégorie.

Depuis quatre décennies, le secteur des hydrocarbures joue un rôle très important dans l'économie de l'Algérie indépendante. Pour construire un Etat moderne le pays s'est appuyé sur ses ressources naturelles. C'est-à-dire l'exportation du pétrole brut et du gaz naturel.

¹ Planète énergie une initiative de TOTAL. « le transport des hydrocarbures », [<http://www.planete-energies.com/fr/les-les-source-d-energie/le-petrole-et-le-gaz/letransport-29.html>](page consultée le 01/01/2014)

Le transport des hydrocarbures, en Algérie, est assuré à cent pour cent par l'entreprise nationale de transport et de la commercialisation des hydrocarbures (Sonatrach). Cette compagnie est un acteur majeur dans le développement économique de L'Algérie. Pour cela les autorités sont donc censées développer le secteur des hydrocarbures et ses modes d'acheminement à savoir le transport maritime et le transport par canalisation dans le but de réaliser un bon profit.

L'objectif de notre travail est de présenter la méthode de mesure des coûts de transport des hydrocarbures (pétrole brut et gaz naturel), et ce afin d'expliquer les différents éléments qui pèsent lourdement sur les ressources de l'entreprise pétrolière. En d'autre terme :

Comment s'effectue l'évaluation des coûts du transport des hydrocarbures en Algérie ?

Afin de répondre de manière concrète et précise à cette problématique, il est nécessaire de répondre à certaines questions secondaires à savoir :

- Quelles sont les différentes caractéristiques des opérations du transport des hydrocarbures à l'international ?
- Par quels moyens de transport s'effectue l'acheminement des produits hydrocarbures en Algérie ?
- Quel sont les éléments constitutifs du coût de transport des hydrocarbures ?

Pour répondre à ces questions, nous avons élaboré des hypothèses que nous allons confirmer ou informer tout au long de ce travail.

- ✓ Hypothèse 01 : Tous les coûts de transport des hydrocarbures sont pris en charge par le pays exportateur.
- ✓ Hypothèse 02 : Les frais du personnel représentent une part considérable dans les coûts du transport des hydrocarbures.

Pour pouvoir répondre aux différentes questions posées, nous avons suivi la démarche méthodologique suivante :

Premièrement, sur le plan bibliographique, la consultation des ouvrages ainsi que des mémoires de fin d'étude, des articles presses et des sites web.

Deuxièmement, une étude de cas au sein de la Sonatrach, plus exactement au niveau de la direction régionale de Bejaia.

A fin de simplifier et d'organiser notre travail de recherche, nous avons divisé notre étude sur trois chapitres :

Un premier chapitre introductif, dans lequel nous essayerons de donner une idée générale sur la notion du coût et l'environnement du transport national et international.

Le deuxième chapitre, dans lequel nous aborderons un aperçu général sur le secteur des hydrocarbures en Algérie et le dynamisme des moyens de transport dans ce secteur.

Le troisième chapitre quant à lui fera l'objet d'un cas pratique au sein de la Sonatrach (direction régionale de Bejaia), qui portera sur les méthodes de calcul du coût de transport ainsi que la démarche de commercialisation des hydrocarbures à l'international.

En fin, on conclut notre travail de recherche par une conclusion générale.

Introduction du chapitre

La croissance des échanges issus de la mondialisation nécessite de nombreuses infrastructures de distribution pouvant supporter des échanges croissants entre des partenaires multiples. Le transport international a pour objectif de répondre aux besoins de déplacement des biens, et offre un ensemble de moyens qui supportent l'espace économique mondial et ses interdépendances. Dans le contexte où les échanges s'accroissent, les transports suivent de toute évidence cette tendance. Ce mouvement n'aurait pu avoir lieu sans que les transports connaissent des innovations technologiques permettant de transporter de plus grandes quantités de marchandises, et ce plus rapidement et plus efficacement.

Parmi les nombreux modes de transports, deux concernent plus particulièrement le commerce international, soit le transport maritime et aérien. En effet, le transport routier et ferroviaire occupe une portion plutôt marginale du transport international puisqu'il s'agit de modes d'échelle nationale ou régionale.

Ce chapitre est divisé en trois sections, la première section porte sur l'analyse du coût de transport. La deuxième section, sera consacrée à l'environnement du transport à l'international. La troisième section, s'attache à décrire les différents modes de transport des marchandises à l'international.

Section 01 : Analyse du coût de transport

Pour retenir un mode de transport plutôt qu'un autre, l'analyse du coût ne doit pas se limiter à la prise en compte du frais et fret, seul. Ainsi le temps d'immobilisation de la marchandise, les coûts de pré et de post-acheminement, les frais d'emballage plus ou moins importants doivent rentrer dans cette analyse.

1. Définitions et caractéristiques d'un coût

Un coût est la mesure, de la dépense ou de l'appauvrissement d'un agent économique qui se définit et caractérise comme suit ;

1.1. Définitions d'un coût

On distingue deux définitions essentielles

1.1.1. Définition encyclopédique

Un coût désigne l'ensemble des frais entraînés par la production ou distribution de quelque chose : Le coût d'une marchandise¹.

1.1.2. Définition selon la comptabilité de gestion

Un coût peut être défini comme la somme des charges relatives à un élément

- **Produit** : un coût de production ;
- **Activité** : un coût de distribution ou bien un coût de transport ;
- **Fonction** : un coût des salaires ou bien de main d'œuvre ...).

Cette définition revient à dire que le coût est constitué de l'ensemble des frais engagés dans une opération, de quelque nature qu'elle soit. En règle générale, ces frais sont recensés dans le compte de résultat, d'où l'utilisation du terme de charges².

1.2. Caractéristiques générales d'un coût

Chaque type de coût se caractérise par trois particularités indépendantes les unes des autres: le champ d'application, le moment du calcul, le contenu³.

1.2.1. Le champ d'application

Celui-ci est extrêmement varié. Il peut s'appliquer à :

¹ Encyclopédie Larousse. « Coût », [<http://www.larousse.fr/dictionnaires/francais/coût>] (page consultée le 03/03/2013).

² UNIVERSITE NICE SOFIA ANTIPOLIS. BOISSELIER, Patrick. « Comptabilité analytique L2 », [http://unt.unice.fr/aunega/comptabilite_analytique_L2/html/index.html], (page consultée le 03/03/2014).

³ Ibid. [http://unt.unice.fr/aunega/comptabilite_analytique_L2/html/index.html].

- **Une fonction économique de l'entreprise** (approvisionnement, production, distribution, administration) ;
- **Un moyen d'exploitation** (magasin, rayon, usine, atelier, poste de travail) ;
- **Un objet** (produit ou famille de produit, client, fournisseur) ;
- **Tout centre de responsabilité**, c'est-à-dire un des sous-systèmes de l'entreprise pour lequel est défini un objectif mesurable et doté d'une certaine autonomie pour atteindre cet objectif (direction commerciale, chef d'atelier, directeur technique).

1.2.2. Le moment de calcul

- **Coûts constatés ou réels** : Un coût peut être calculé a posteriori : il s'agira alors d'un coût constaté, que nous qualifierons également de « réel » ;
- **Coûts prévisionnels ou préétablis** : Un coût peut être calculé a priori ou antérieurement aux faits qui les engendreront : on parlera alors de « coût préétabli ».

1.2.3. Le contenu

Selon que le gestionnaire retient la totalité des coûts dans l'entreprise ou une partie seulement, on obtiendra un coût complet ou un coût partiel.

- **Coûts complets** : Calculés en incorporant avec ou sans modifications toutes les charges courantes de la comptabilité générale.
- **Coûts partiels** : Calculés en incorporant seulement une partie des charges de la comptabilité générale.

2. Typologie des coûts

On peut distinguer quatre types de coûts qui sont :

2.1. Coûts variables ou opérationnels

Les coûts variables ou opérationnels sont des coûts constitués seulement par les charges qui varient avec le volume d'activité de l'entreprise (par exemple, les quantités produites et/ou vendues) sans qu'il y ait nécessairement exacte proportionnalité entre la variation des charges et la variation du volume des produits obtenus. La matière contenue dans un produit fabriqué, les frais de transport, l'emballage, sont des exemples de charges variables⁴.

⁴ BOISSELIER, Patrick. Op.cit, [http://unt.unice.fr/aunega/comptabilite_analytique_L2/html/index.html], (page consultée 05/03/2014).

2.2. Coûts fixes ou charges de structure

Ce sont les charges liées à l'existence de l'entreprise et correspondant, pour chaque période de calcul, à une capacité de production déterminée. L'évolution de ces charges avec le volume d'activité est discontinue. Ces charges sont relativement « fixes » lorsque le niveau d'activité évolue peu au cours de la période de calcul.

Les coûts fixes correspondent aux charges engendrées par l'administration ou les investissements durables. Ils ne sont pas proportionnels aux quantités fabriquées⁵.

2.3. Les coûts directs

Les coûts directs sont ceux qu'il est possible d'affecter immédiatement, c'est-à-dire sans calcul intermédiaire, au coût d'un produit déterminé.

Les matières premières incorporées au produit, les heures de main-d'œuvre des ouvriers affectés à la fabrication du produit, constituent autant de coûts directement imputables aux produits.

2.4. Les coûts indirects

Les coûts indirects sont ceux qu'il n'est pas possible d'affecter immédiatement, c'est-à-dire sans calcul intermédiaire, au coût d'un produit déterminé.

Les charges d'administration, les frais généraux d'entretien, de surveillance... sont autant d'exemples de charges indirectes par rapport à l'activité de production. Les charges indirectes posent un problème important, dans la mesure où leur incorporation au coût du produit nécessite un traitement préalable.

3. L'intérêt et limites de l'analyse d'un coût

Les intérêts et les limites de l'analyse d'un coût sont :

3.1. L'intérêt de l'analyse d'un coût

L'analyse des coûts constitue le meilleur instrument au service du pilotage de l'entreprise pour ⁶:

⁵ BOISSELIER, Patrick. Op.cit., [http://unt.unice.fr/auneg/comptabilite_analytique_L2/html/index.html], (page consultée 03/03/ 2014).

⁶ TOUDJINE, Abdelkrim. « L'analyse des coûts dans l'entreprise », office des publications universitaires, Alger, 2005, p 69, 70.

3.1.1. Connaître l'utilisation des ressources

L'entreprise doit avoir une parfaite visibilité sur les modes de consommation de ses ressources par son ou ses process pour pouvoir évaluer et éventuellement apporter les corrections idoines en vue d'une utilisation optimale de ses ressources.

3.1.2. Analyser le fonctionnement

L'analyse des coûts permet aussi l'analyse des fonctionnements des différentes activités du métier de l'entreprise et le cas échéant adapter constamment celles-ci (les activités) à ses objectifs des résultats financiers et d'expansion économique et technologique.

3.1.3. Agir pour améliorer le résultat

Respecter les planifications par un suivi de performances en termes de résultat constitue déjà l'objectif principal d'une division de contrôle de gestion. Les améliorations ne sera envisageable voir possible que dans la mesure où le gestionnaire contrôle parfaitement ses coûts y compris par stade.

3.2. Les limites à la notion de coût

On distingue deux limites liées au coût, qui sont⁷ :

3.2.1. Le coût ne doit pas être considéré comme un ensemble homogène

Considérer les coûts comme un ensemble homogène revient à considérer que différents fruits et légumes peuvent être présentés à la caisse d'un supermarché réunis dans un même emballage, à la raison que l'unité de mesure commune est le kilogramme. C'est pourtant ce qui est fait en matière de calculs de coûts : les coûts constitués de différents types, sont exprimés en une seule unité, la monnaie, donnant ainsi l'illusion qu'ils sont homogènes.

3.2.2. Le coût n'est pas la valeur

Une autre critique doit être faite aux coûts : ils ne représentent en rien la valeur d'un produit ou d'une activité. Une illustration simple permet de comprendre cette distorsion : si une entreprise fabrique des vêtements démodés, on peut bien avancer que le coût de ces produits est égal à la somme des charges supportées pour les réaliser, mais la valeur marchande est nulle... la valeur est en définitive déterminée par le marché.

⁷ BOISSELIER, Patrick. Op.cit., [http://unt.unice.fr/auneg/comptabilite_analytique_L2/html/index.html]

4. Les éléments constitutifs du coût de transport

Nous entendons par coût de transport un coût de transport global composé non seulement de ce que l'on appelle couramment le coût de transport, mais aussi des coûts annexes directement liés à l'activité de transport : ce sont les coûts de manutention, les coûts de détérioration, les coûts d'inventaire et les coûts de défaillance⁸.

4.1. Les coûts de roulage

Le coût de roulage est ce qui est payé au transporteur pour qu'il achemine une marchandise ou une personne d'un point à un autre⁹.

4.1.1. Les facteurs liés aux coûts de roulage

Il dépend principalement de deux catégories de facteurs :

A. Les facteurs physiques: Il y en a deux :

- **Les forces de frottement :** Le coût de roulage est celui entraîné par les forces de frottement qu'il faut vaincre lorsqu'on déplace un objet. Les forces de frottements dépendent principalement du poids de l'objet à déplacer, mais elles dépendent également des caractères physiques de l'objet à déplacer et des caractères de l'endroit où on le déplace.

- **La spécificité des marchandises :** Tous les moyens de transport sont composés de supports destinés à maintenir la marchandise pendant son déplacement. Il y a des supports nécessairement différents selon que la marchandise est un solide, un liquide, un pondéreux, une automobile. De plus, il sera impossible de transporter une marchandise sur un support non adapté aux caractères de la marchandise.

B. Les facteurs économiques : Les coûts de roulage dépendent également de trois facteurs économiques:

- **L'allure de la courbe des coûts de roulage :** Les coûts de roulage sont à rendements croissants l'activité de transport consiste à déplacer une quantité d'unités de poids sur une certaine distance; le coût de la tonne-kilométrique (tonne déplacée sur un km) décroît lorsque le tonnage total transporté augmente.

- **Le fait que le transport est un service :** La différence essentielle entre les biens et services économiques, c'est que les biens sont stockables et peuvent donc être offerts en quantités variables au moment où ils sont demandés pour être consommés alors que les

⁸ STEPIEN, Bernard. « Problèmes de Transport », mémoire D.E.S, université de Montpellier, p 08. [http://www.site.uottawa.ca/~bernard/memoireD.E.S.problemes de transportv2.pdf] (page consultée le 20/03/2014)

⁹ Ibid. p 08.

services ne le sont pas et doivent donc être produits au moment où ils sont demandés. Le résultat en est que pour une même quantité demandée il va falloir un capital productif d'importance différente selon la répartition de la demande dans le temps. En d'autres termes, il faut souligner l'importance des frais fixes.

- **Les formes des marchés de transports et leurs conséquences**

Le prix du service transport est déterminé par la rencontre de l'offre et de la demande : Il dépendra donc de la structure du marché du transport.

4.2. les coûts de manutention

Ce sont les coûts qui découlent du chargement des marchandises sur les supports des moyens de transport, et de leur déchargement¹⁰.

4.2.1. Les types de coût de manutention

On distingue deux types, les manutentions terminales et manutentions intermédiaires.

A. les manutentions terminales

Manutentions terminales aux lieux de départ et d'arrivée il faut charger et décharger les marchandises ou les personnes. Les coûts varieront avec les installations existantes.

B. Manutentions intermédiaires

Manutentions intermédiaires Il arrive souvent qu'une marchandise doive emprunter plusieurs moyens de transport pour arriver à destination. Il faut alors transporter la marchandise d'un moyen de transport à l'autre. Cela donne lieu à une rupture de charge. C'est à dire un éclatement de l'unité que représente le lot de marchandises installées sur un support de moyen de transport.

Les coûts de rupture de charge préoccupent beaucoup les usagers des transports (Les coûts de manutention sont à rendements croissants lorsque la quantité d'objets manipulés en même temps augmente). Les manutentions intermédiaires dépendent de l'existence de différents moyens de transport sur une même liaison.

4.2.2. Les facteurs des coûts de transport à la manutention

Il y a deux facteurs de production à la manutention: le capital et le travail.

A. Coût en capital

Le coût en capital dispose les éléments suivants :

¹⁰ STEPIEN, Bernard. Op.cit, p 10.

- **Engin de levage :** Les grues, les ponts roulants, les tracteurs type Fenwick pour le déplacement de palettes, les tapis roulants appelés également convoyeurs pour les grandes dimensions. Ils sont choisis en fonction de la nature de la marchandise.
- **Aménagements spéciaux :** Ils sont destinés à faciliter les manutentions. Ce sont les quais et entrepôts de transit. Leur coût dépend d'une part de la nature des marchandises mais également de celle des moyens de transport employés. Par exemple, le coût d'une gare de marchandises est différent de celui d'un port de mer.

B. Les coûts en travail

Ils dépendent de la technique employée, elle-même fonction de la nature des marchandises et des moyens de transport utilisés.

4.3. les coûts de détérioration

Ce sont les coûts dus aux pertes ou aux vols intervenant pendant le transport. On y intègrera les coûts des moyens de protection destinés à réduire les pertes ou les vols¹¹.

4.3.1. Les types de coût de détérioration

On distingue

A. Coûts de perte ou de vol

Le coût de la détérioration d'une marchandise est égal à sa valeur ou à sa valeur moins la valeur de récupération, les pertes dépendent évidemment de la nature de la marchandise, c'est à dire ses caractères spécifiques (liquide, solide, pondéreux, fragile, craignant la chaleur, le froid, l'humidité, périssable).

B. Coût de protection de la marchandise

Les coûts du conditionnement et de l'emballage peuvent être très importants pour certains produits :

- **L'emballage :** Est destiné à rendre la marchandise le moins sensible possible aux chocs intervenant soit durant le transport, soit lors des opérations de manutention. Son coût dépend de la spécificité de la marchandise ainsi que du moyen de transport utilisé.
- **Le conditionnement :** Pour les marchandises à caractère périssable, il faut prévoir des installations frigorifiques. L'exemple des œufs surgelés est particulièrement éloquent. Ils dépendent bien entendu des caractères de la marchandise mais également des conditions dans

¹¹ STEPIEN, Bernard. Op.cit, p 12.

lesquelles s'effectue le transport. La même marchandise périssable circulant dans un pays chaud ou en été ne requiert pas le même conditionnement que dans un pays froid ou en hiver.

4.4. les coûts d'inventaire

D'une part la valeur de la marchandise transportée est immobilisée, d'autre part le transport est une opération discontinue alors que celle de production ou de consommation est le plus souvent continue. Il faudra donc constituer un stock pour alimenter la production ou la consommation en palliant à cette discontinuité¹².

4.4.1. Coût du stock transporté

Nous appellerons ainsi la marchandise transportée qui n'est pas utilisable lors du transport. Les frais financiers sur le stock transporté seront fonction de sa valeur, du taux d'intérêt applicable et de la durée du transport, qui lui-même dépend du moyen de transport utilisé et de la durée des manutentions.

4.4.2. Coût du stock d'approvisionnement

L'importance du stock d'approvisionnement va dépendre de la fréquence des arrivages, elle-même fonction du moyen de transport utilisé. Il y a deux catégories de frais :

A. Frais financiers

Ils sont proportionnels à la valeur du stock constitué et approximativement au temps entre deux arrivages multiplié par le taux d'intérêt multiplié par la valeur du stock moyen qui est lui-même fonction de la consommation entre deux arrivages.

B. Frais en installations de stockage

- Ils dépendent d'abord de la spécificité des marchandises.
- Ils dépendent ensuite de l'importance du stock nécessaire, c'est à dire par voie de conséquence, de la fréquence des approvisionnements.

4.4.3. Stock et risques d'obsolescence

La constitution d'un stock important devant couvrir une longue durée peut avoir des inconvénients lorsque les marchandises sont soumises à des phénomènes de mode en ce qui concerne la consommation. Les transports sont un frein à la souplesse de l'approvisionnement; il faut donc compter les coûts des invendus dus au manque de souplesse de l'approvisionnement dans le calcul du coût de transport.

¹² STEPIEN, Bernard. Op.cit, p 12.

4.5. les coûts de défaillance

Ils sont liés au fait qu'une marchandise peut être un bien de production ou un bien de consommation intermédiaire, ainsi qu'un goulot d'étranglement pour la production¹³.

4.5.1. Les types de coûts de défaillance

On distingue deux types :

A. Coût d'improductivité

C'est la valeur du manque à gagner de production. Il dépend de ce que l'on pourrait appeler la capacité de production de la marchandise ou de sa productivité. Il dépend également de la durée du transport, donc également de la durée des manutentions. Ce coût peut être nul pour des marchandises destinées à la consommation. Elles sont néanmoins sujettes aux coûts de rupture de stock.

B. Coût de la rupture de stock

Une marchandise qui est un goulot d'étranglement pour une production, peut entraîner des pertes de production lorsqu'elle arrive en retard. Cela peut provenir de l'impossibilité de trouver un moyen de transport disponible au moment où l'on en a besoin, c'est à dire de son degré de fiabilité qui se traduit par le degré de confiance en sa disponibilité. Ce coût peut être mesuré par l'espérance mathématique de perte de production connaissant la probabilité de disponibilité de transport au moment où on le demande. Cependant, il est possible de réduire cette espérance mathématique de perte de production en créant un stock approprié.

¹³ STEPIEN, Bernard. Op.cit, p 13

Section 02 : l'environnement du transport international

La logistique concerne l'ensemble des opérations de transport, de stockage, d'allotissement, de distribution, de dédouanement de la marchandise permettant de la mettre à disposition dans les délais et les quantités souhaitées sur les lieux de production, de distribution ou de consommation. C'est une fonction très large qui déborde le simple cadre du transport international.

Sa finalité est d'optimiser les coûts d'approvisionnement et de stockage, de rendre l'entreprise plus compétitive sur les marchés extérieurs et de valoriser tous les efforts à caractère mercatique qui auront été réalisés par ailleurs.

1. Les intervenants

Bien que les transporteurs se soient dotés de services commerciaux capable de gérer les relations avec les chargeurs, la complexité des opérations de transport international rend souvent incontournable le recours à des intermédiaires.

1.1. Le commissionnaire de transport

Il s'engage en nom propre, est pour compte de son commentant à faire transporter la marchandise.

1.1.1. Le rôle d'une commissionnaire de transport

Le commissionnaire de transport apparait avant tout comme un organisateur de la chaîne logistique. Donc, c'est un intermédiaire professionnel. Il choisit l'itinéraire, le mode de transport, le transporteur, contrôle la bonne exécution des opérations et accomplit les formalités réglementaires¹⁴.

1.1.2. Les professions correspondant au commissionnaire

On distingue généralement¹⁵ :

- Groupeur aérien ou maritime : ils constituent des expéditions complètes (palettes ou conteneur) et se chargent d'organiser le transport en ayant recours aux compagnies aériennes ou maritimes.
- Affréteur routier : il recherche le transporteur routier qualifié pour le compte d'autrui et fait exécuter le transport.

¹⁴ BAGLIN, Gérard et al. « Management industriel et logistique: conception et pilotage de la supply chain » 4^{ème} édition Economica, Paris, 2005, p 489.

¹⁵ LEGRAND, Ghislain et Hubert, MARTINI. « Management des opérations de commerce international », 7^{ème} édition Dunod, Paris, 2005, p 23.

1.2. Mandataire (transitaire)

Sa fonction est de coordonner les interventions des nombreux intervenants.

1.2.1. Le rôle d'un transitaire

Le transitaire se charge des opérations physiques et administratives permettant d'assurer la liaison entre deux modes de transport. On le trouve donc principalement dans le port, les aéroports et aux frontières terrestres¹⁶.

1.2.2. Professions correspondant à ce statut

Les professions d'un mandataire sont¹⁷ :

- Agent de fret aérien : procède à la remise de la marchandise à la compagnie aérienne, prépare les documents ;
- Le transitaire portuaire : procède aux opérations de chargement ou déchargement et à la réexpédition de la marchandise ;
- Agent maritime : mandataire des compagnies maritimes ;
- Consignataire du navire : représentant de l'armateur.

1.3. Commissionnaire en douane

C'est une personne physique ou morale qui agit en tant que mandataire ou en son nom propre.

Il effectue, pour le compte des opérateurs, les formalités de dédouanement de la marchandise. Il est tenu d'un devoir de conseil. A l'importation il peut faire l'avance des droits et taxes dus par la marchandise. Il doit être agréé et répondre aux conditions d'exercice de la profession. Cette activité peut être exercée seule ou en plus de celle de mandataire ou de commissionnaire¹⁸.

2. Le rôle de l'incoterm

Les incoterms prévoient la répartition des frais entre acheteur et vendeur ainsi que le moment du transfert de risques, selon un langage codifié. Leur usage est fortement conseillé pour éviter les malentendus sur ces deux points essentiels du contrat de vente¹⁹.

¹⁶ BAGLIN, Gérard et al. Op.cit., p 490.

¹⁷ LEGRAND, Ghislaine et Hubert, MARTINI. Op.cit., p 04.

¹⁸ Idem. « Gestion des opérations import-export ». Édition dunod, paris 2008.

¹⁹ Idem, « Commerce international », 3^{ème} Edition Dunod, Paris, 2010, p 105.

2.1. L'analyse des incoterms

L'analyse des incoterms s'effectue selon les quatre groupes (E, F, C, D) :

2.1.1. La « E »

On distingue un seul incoterm dans le groupe E.

A. EXW : A l'usine (lieu convenu)

L'unique responsabilité du vendeur est de mettre la marchandise à la disposition de l'acheteur, à son établissement. Le vendeur n'est pas responsable du chargement de la marchandise sur le véhicule fourni par l'acheteur, sauf convention contraire. L'acheteur supporte tous les frais et risques inhérents au transport de la marchandise, de ce point au lieu de destination²⁰.

2.1.2. La famille des F

La famille « F » se compose de trois incoterms

A. FAS : Franco le long du navire (port d'embarquement convenu)

D'après ce terme, les obligations sont remplies lorsque la marchandise a été placée le long du navire sur le quai ou dans des allèges. Cela signifie que l'acheteur doit, à partir de ce moment là, supporter tous les frais et risques de perte ou de dommage aux marchandises²¹.

B. FCA : Franco transporteur (lieu convenu)

Le vendeur a rempli son obligation de livraison quand il a remis la marchandise, dédouanée à l'exportation, au transporteur désigné par l'acheteur au point convenu. L'acheteur choisit le mode de transport et le transporteur²². Il paye le transport principal.

C. FOB : Franco bord (port d'embarquement convenu)

La marchandise doit être placée à bord du navire par le vendeur au port d'embarquement désigné dans le contrat de vente. C'est l'acheteur qui choisit le navire et paye le fret maritime. Le transfert de frais et de risque entre vendeur et acheteur se fait lorsque la marchandise passe le bastingage navire.

2.1.3. La famille des C

Les incoterms de la famille C sont de nombre quatre

²⁰ CHEVALIER, Denis et François DUPHIL. « Transporter à l'international », 4^{ème} édition Foucher, Vanves, 2009, p 43.

²¹ Ibid. p 44.

²² WEISS, Eric. « Commerce international ». Édition Ellipses. Paris 2008, P 87

A. CFR : Coût et fret (port de destination convenu)

Le vendeur doit choisir le navire et payer les frais et le fret nécessaires pour acheminer la marchandise au port de destination désigné. Le point de transfert de risque est même qu'en FOB. En d'autre terme, même si le transport principal est au frais du vendeur, c'est bien à l'acheteur d'assurer les marchandises²³.

B. CIF : Coût, assurance, fret (port de destination convenu)

Le vendeur a les mêmes obligations qu'en CFR mais il doit en plus fournir une assurance maritime contre le risque de perte ou de dommage de la marchandise au cours du transport bien qu'il ne soit pas responsable²⁴.

C. CPT : port payé jusqu'à (point de destination convenu)

Le vendeur choisit le mode de transport et paye le fret pour le transport de la marchandise jusqu'à la destination convenu. Il dédouane la marchandise à l'exportation. Quand la marchandise est remise au transporteur principal, les risques sont transférés du vendeur à l'acheteur²⁵.

D. CIP : port et assurance payés jusqu'à (point de destination convenu)

Le vendeur a les mêmes obligations qu'en CPT, mais il doit en plus fournir une assurance contre le risque de perte ou de dommage que peut courir la marchandise au cours du transport²⁶.

2.1.4. La famille des D

La classe « D » des incoterms a été changé en 2010 : La règle Incoterms DEQ est remplacée par le DAT, ainsi que. Les Incoterms DAF / DES / DDU sont remplacés par le DAP²⁷.

A. DAT : Rendu au terminal (terminal de destination convenu)

Le vendeur à dûment livré dès lors que les marchandises sont mises à disposition de l'acheteur au terminal désigné dans le port ou au lieu de destination convenu. Le vendeur assume les risques liés à l'acheminement des marchandises et au déchargement au terminal du port ou au lieu de destination convenu.

B. DAP : Rendu au lieu (destination convenu)

Le vendeur doit livrer les marchandises en les mettant à la disposition de l'acheteur sur le moyen de transport arrivant prêtes pour être déchargées à l'endroit convenu, si spécifié, au

²³ WEISS, Eric. Op.cit., p 87.

²⁴ Ibid. p 87.

²⁵ Ibid. p 88.

²⁶ Ibid. P 88.

²⁷ INCOTERMS. [<http://www.conex.net/fr/outils-a-documents/incoterms>], (consultée le 12 avril 2014).

lieu de destination convenu à la date ou dans les délais convenus. Le vendeur assume les risques liés à l'acheminement des marchandises jusqu'au lieu de destination.

C. DDP : Rendu droits acquittés (point convenu)

A l'inverse du terme EXW à l'usine, ce terme désigne l'obligation maximum du vendeur. Le vendeur fait tout, y compris le dédouanement à l'import et le paiement des droits et taxes exigibles. Le transfert des frais et risques se fait à la livraison chez l'acheteur. Le déchargement incombe en frais et risques à l'acheteur.

2.2. Classement des incoterms

Le classement des incoterms, adopté par la CCI se fait selon trois catégories

2.2.1. Selon l'ordre croissant des obligations du vendeur

On distingue quatre groupes d'incoterms²⁸ :

- A.** Le groupe « E », Ex : incoterm d'obligation minimum pour le vendeur (EXW);
- B.** Le groupe « F », Free ou Franco : le vendeur n'assume ni le risque ni les coûts du transport principal (FOB) ;
- C.** Le groupe « C », Cost/ Carriage ou Coût/ Port : le vendeur assume les coûts du transport principal, mais pas les risques (CFR, CIF, CPT, CIP).
- D.** Le groupe « D », Delivered ou Rendu : le vendeur assume les coûts et les risques du transport principal (DAP, DAT, DDP).

2.2.2. Selon le type de vente au départ et vente à l'arrivée

Donc, on distingue deux types :

A. Vente au départ

Les incoterms des groupes E, F et C libèrent le vendeur de ses obligations dans le pays d'expédition²⁹.

- EXW : obligation minimale du vendeur, le transfert des risques et des frais a lieu dans les locaux du vendeur ;
- FCA, FOB, FAS : la remise au transporteur met fin aux obligations du vendeur ;
- CFR, CIF, CPT, CIP : le vendeur paie dans tous les cas le transport, quelquefois l'assurance mais ne supporte en aucun cas les risques liés au transport.

²⁸ PASCO, Corinne. « Commerce international », 4^{ème} édition, Dunod, Paris, 2002, p 61.

²⁹ LEGRAND, Ghislaine et Hubert, MARTINI. Op.cit., p 09.

B. Vente à l'arrivée

Le groupe D (DAP, DAT, DDP), ne libère le vendeur de ses obligations que lorsque les marchandises arrivent à destination, laissant à celui-ci les charges et les risques liés au transport³⁰.

2.2.3. Selon le mode de transport

Les opérateurs internationaux doivent apporter toute leur attention à utiliser les incoterms adaptés exactement au mode de transport choisi³¹.

- Transport multimodal : comprends les incoterms : EXW, FCA, CPT, DAT, DAP, DDP ;
- Transport maritime : comprends les incoterms : FAS, FOB, CFR, CIF.

2.3. Les limites des incoterms

Il ne faut pas croire que les incoterms apportent des solutions systématiques à tous les problèmes des commerçants internationaux.

- l'usage des incoterms est facultatif et pour s'en prévaloir, les parties doivent clairement y faire référence dans le contrat de vente international ;
- l'utilisation des variantes des incoterms à fortiori sans précautions peut prêter à confusion ;
- l'incoterm ne régit pas la question du transfert de propriété de la marchandise.

3. Le choix d'une solution-transport

La politique logistique de l'entreprise conduite à rechercher des solutions transport. D'abord il faut définir les solutions possibles, en suite choisir la solution de transport optimale, en fin déterminer les implications pratiques de la solution retenue.

3.1. Définir les solutions possibles

Quatre éléments sont déterminants pour cela : le parcours, l'importance des flux, les contraintes techniques et les contraintes commerciales³².

³⁰ LEGRAND, Ghislaine et Hubert, MARTINI. Op.cit., p 09.

³¹ NGUYEN-THE, Madeleine. « Importer : inclus les incoterms 2010 », 4^{ème} édition, Organisation, Paris 2011, p 51.

³² CHEVALIER, Denis et François DUPHILE. Op.cit., p 21, 22, 23.

3.1.1. Le parcours

La même solution de transport ne peut pas s'appliquer à toutes les régions du monde. Le lieu de départ et lieu d'arrivée de la marchandise sont donc les premiers éléments à prendre en compte.

Pour ce faire, on distingue traditionnellement les relations continentales des liaisons intercontinentales. Cette approche est cependant parfois trop sommaire ; il convient de s'intéresser précisément aux possibilités existant aux deux extrémités du parcours.

3.1.2. Les flux

La quantité à transporter est un élément essentiel dans le choix des modalités d'acheminement, car elle a une incidence importante sur les coûts (dégressivité des tarifs, intérêt du groupage, etc...).

Pour toutes les opérations répétitives – livraison à un distributeur, à une usine de montage, à un chantier -, les flux à transporter doivent être analysés sur une période assez longue. La quantité à acheminer à chaque livraison apparaît alors, non plus comme une contrainte, mais comme un élément du choix des modalités d'expédition.

Selon le mode de transport adopté, le lot économique, c'est-à-dire la quantité minimale à expédier pour bénéficier des conditions les plus avantageuses, est d'importance très variable. Il convient d'étudier systématiquement les solutions atteignant ce lot économique.

3.1.3. Les contraintes techniques

Indépendamment de la quantité à livrer, certaines caractéristiques physiques de l'expédition influencent fortement le choix des modalités de transport. Il s'agit essentiellement des éléments suivants :

- La nature même de la marchandise ;
- Le rapport poids-volume des marchandises emballées ;
- La valeur au kilo des marchandises ;
- Le conditionnement de la marchandise ;

3.1.4. Les contraintes commerciales

La pression de la concurrence sur le marché visé peut fixer des plafonds de tolérance pour les éléments qui constituent les critères de choix parmi les solutions possibles. Ainsi peut-on souvent déterminer :

- Un délai de livraison maximum : le délai d'acheminement en est souvent l'élément essentiel ;
- Un surcoût logistique maximum acceptable : au-delà, quels que soient les services rendu, la compétitivité serait profondément atteinte ;
- Un taux de retard ou d'avarier maximum admissible : son dépassement mettrait gravement en cause la crédibilité commerciale.

A ce stade de l'étude, toute modalité qui ne garantit pas le respect de ces conditions doit être éliminée du champ des possibilités.

3.2. Choisir la solution de transport optimale

Ce choix consiste à définir, non seulement le mode de transport utilisé mais aussi les modalités pratiques de celui-ci : l'utilisation des unités de chargement, la technique de conditionnement, voire l'opérateur à qui est confiée l'expédition³³.

Parmi les solutions possibles, il convient d'opérer un choix raisonné, sur la base de trois critères essentiels : Le coût, le délai d'acheminement, et la sécurité.

3.2.1. le coût

Pour constituer une base de comparaison efficace, il importe de prendre en compte tous les éléments de coût sur lesquels influe la solution choisie. Il s'agit de considérer :

- le coût du transport proprement dit ;
- le coût de l'emballage ;
- le coût de l'assurance ;
- le coût du stockage ;
- le coût des prestations de services ;
- les coûts administratifs internes.

3.2.2. Les délais

Seul le délai de porte à porte est un critère significatif. Il importe donc de prendre en compte :

- Les délais du transport proprement dit (transit-time) ;
- Les délais d'attente du moyen de transport ;
- Les délais nécessaires aux formalités douanières ;

³³ CHEVALIER, Denis et François DUPHILE. Op.cit., p 25, 26.

3.2.3. La sécurité

C'est évidemment un critère essentiel, car il conditionne largement l'image de l'entreprise. On l'évalue sous deux aspects :

- La sécurité des marchandises elles-mêmes, c'est-à-dire la probabilité de perte, d'avarie, de détérioration des emballages, etc. ;
- La sécurité en termes de respect des délais, c'est-à-dire la probabilité de retard dans la livraison.

3.3. Déterminer les implications pratiques de la solution retenue

Une fois le choix des modalités d'acheminement opéré, un certain nombre d'éléments en découlent³⁴.

3.3.1. Les intervenants

Selon la solution-transport retenue, trois possibilités existent :

- Transporter soi-même les marchandises (transport pour compte propre) ;
- Faire appel à un transporteur et lui confier directement les opérations ;
- Faire appel à un transitaire que l'on charge d'organiser le transport et de négocier avec les transporteurs.

3.3.2. Le contrat de transport

Si la solution du transport pour compte propre est exclue, l'expédition entre dans le cadre d'un contrat de transport, ou éventuellement d'un contrat d'affrètement.

3.3.3. Les documents de transport

Les documents de transport qui sont remis à l'expéditeur varient selon les modalités choisies.

3.3.4. Les risques

Les risques courus par la marchandise varient beaucoup selon les modalités de transport. Une fois celles-ci déterminées, il convient de couvrir ces risques en adaptant, si nécessaire, les emballages aux conditions du transport, et en souscrivant une assurance.

3.3.5. Le coût à facturer

Le prix du transport varie bien sûr considérablement en fonction des modalités choisies. Les règles de tarification diffèrent d'un mode de transport à l'autre, mais la tarification repose en général sur trois facteurs: la masse, le volume et la catégorie des marchandises. Certains tarifs sont officiels ou réglementés, la plupart sont entièrement négociables.

³⁴ CHEVALIER, Denis et François DUPHILE. Op.cit., p 27, 31, 32.

Section 03: Les principaux moyens de transport internationaux

Dans l'acception la plus courante, le transport est « le déplacement des choses ou de personnes sur une assez longue distance et par des moyens spéciaux ». Ce n'est pas cette définition trop générale qu'on retiendra ; on exclura du champ de l'analyse les transports en des lieux privés comme par exemple les déplacements et manutentions à l'intérieur des enceintes d'une usine, ou les pas de la ménagère dans sa maison.

Quatre modes de transport s'offrent à l'entreprise pour l'aider à acheminer ses marchandises en direction du client. Ils présentent chacun des avantages et inconvénients. Le choix d'un mode obéit à des éléments pertinents liés au coût, à la vitesse et la sécurité³⁵.

1. Le transport maritime

Le transport par mer est le premier mode de transport au service du commerce international.

Le transport maritime est régi par³⁶ la convention de Bruxelles de 1924 (règles de la Haye) et par les règles de Hambourg depuis 1992 applicable compte tenu des États signataires.

1.1. Caractéristiques, avantages et inconvénients du transport maritime

Vue l'importance de ce mode de transport on peut distinguer quelques caractéristiques, avantages et inconvénients suivants :

1.1.1. Les caractéristiques techniques du transport maritime

Le transport maritime se caractérise par³⁷ :

- Diversité et adaptation des différents types de bateau ;
- Utilisation très répandue du conteneur : évite les ruptures de charge, réduit le coût de la manutention et des assurances

1.1.2. Avantages du transport maritime

On distingue plusieurs avantages liés au transport maritime³⁸ :

- Adapté aux expéditions lointaines ;
- Taux de fret : Le transport maritime est le moins coûteux et le mieux adapté pour les transports de produits lourds et volumineux ;

³⁵ QUINET, Emile. « Analyse économique des transports », édition presses universitaires de France, Paris 1990, p 13.

³⁶ LEGRAND, Ghislaine et Hubert MARTINI. Op.cit., p 109.

³⁷ Idem. « Management des opérations de commerce international », p 13.

³⁸ PASCO, Corinne. Op.cit., p 91.

- Conteneurisation : Possibilités de stationnement des conteneurs dans les aires portuaires.

1.1.3. Inconvénients du transport maritime

On distingue quelques inconvénients liés au transport des marchandises par voie maritime³⁹ :

- Les délais et sécurité parfois aléatoire ;
- Les ruptures de charge en cas de départ ou de destination à l'intérieur des terres ;
- Le taux d'avarier relativement élevé, vol, piratage.

1.2. Les techniques du transport maritime

Ces techniques ont beaucoup évolué depuis les années 1960, cette évolution s'est faite essentiellement par l'augmentation continue de la taille des navires, à l'exemple des pétroliers ou des porte-conteneurs géants. Elle conduit aujourd'hui à remettre en cause les infrastructures existantes, grands canaux et ports ne permettant plus d'accueillir les navires les plus récents.

1.2.1. Les types de navires

Le chargement de la marchandise peut s'effectuer sur deux types de navires⁴⁰ :

A. Les navires spécialisés

Ils sont réservés au transport d'un type particulier de marchandise : les vraquiers ; pétroliers ou céréaliers, les navires polythermes destinés au transport de denrées périssables, les navires spécialisés dans les transports de charges lourdes.

B. Les navires non spécialisés

Ils sont à même de transporter toutes sortes de marchandises diverses, emballées et conditionnées. Ces navires sont classés en fonction de leur mode de manutention principale, tels que les cargos conventionnels, les portes conteneurs et les navires porte-barges.

1.2.2. Les types d'expédition

Le transport maritime offre trois types d'expédition :

A. Transporter en conventionnel (marchandise non conteneurisée) :

Emballage renforcé et marquage des caisses.

B. Transporter en conteneur complet :

Conteneur empoté par l'expéditeur ou par un intervenant spécialisé Moins de risques pour la marchandise.

³⁹ WEISS, Eric. Op.cit., p 91.

⁴⁰ Ibid. p 91.

C. Transporter en groupage

Conteneur empoté par le transitaire.

1.3. Le contrat de transport

Le transport maritime peut entrer dans le cadre de deux types de contrat⁴¹ :

- Soit un contrat de transport, c'est-à-dire que le chargeur s'engage à payer un fret déterminé, et le transporteur à acheminer une marchandise d'un port à un autre ;
- Soit un contrat d'affrètement par lequel les contractants conviennent de location d'un navire pour une période de temps déterminée.

1.3.1. Les parties au contrat de transport maritimes

Le contrat est passé entre un chargeur et un armateur.

- Le chargeur représente la marchandise. Ce peut-être : l'expéditeur réel, un mandataire de celui-ci (transitaire), le destinataire de la marchandise ou son représentant.
- L'armateur, propriétaire ou affréteur du navire, est représenté en générale par son agent.

1.3.2. Responsabilité du transporteur

Le transporteur maritime est présumé responsable des avaries ou pertes. La responsabilité s'étend de la prise en charge jusqu'à la livraison au destinataire. Cependant il s'agit d'une présomption simple qui peut être renversée par la preuve contraire.

Le transporteur doit vérifier l'état de la marchandise au moment de la prise en charge. Il peut alors porter des réserves précises et motivées sur le document de transport dans le but de s'exonérer de toutes responsabilités.

En l'absence de réserves, le transporteur ne peut s'exonérer que dans un certain nombre de cas. Qui sont : l'innavigabilité du navire, fautes du chargeur, grève ... etc.

1.3.3. Les documents

Le document de base de transport maritime a utilisé est le connaissement (bill of lading ou B/L).

A. Les fonctions du connaissement

C'est le seul document de transport qui ait une triple fonction⁴² :

- Preuve de la prise en charge de la marchandise ;
- Preuve du contrat de transport ;
- Titre représentatif de la propriété des marchandises.

⁴¹ WEISS, Eric. Op.cit., p 92.

⁴² CHEVALIER, Denis et François DUPHILE. Op.cit., p151.

B. L'émission du connaissement

L'émission de connaissement s'effectue de la façon suite⁴³ :

- Qui l'émet : établit par la compagnie maritime ou son agent, à la demande du chargeur ;
- Comment : signé du capitaine du navire, et renseigné à partir des indications fournies par le chargeur ;
- Quand : au plus tard 24 heures après la mise à bord de la marchandise, en générale contre remise du bon embarquement et de la note de fret si le fret est payable au départ ;
- Combien : en quatre exemplaires originaux le plus souvent, dont 2 originaux commerciaux.

C. Les formes de connaissement

Le connaissement peut prendre toutes sortes de forme, en fonction de plusieurs critères détaillés ci-dessous⁴⁴ :

- A ordre : transmissible par simple endos. C'est le cas le plus utilisé en particulier dans le cadre du crédit documentaire ;
- A personne dénommée : le document devient non négociable ;
- On board : il atteste le chargement effectif de la marchandise à la date de signature ;
- Reçu pour embarquement : il atteste la prise en charge de la marchandise et non l'expédition définitive ;
- Net de réserves : il certifie la prise en charge de la marchandise en bon état apparent ;
- Sur chargé : des réserves portées par la compagnie sur la quantité ou l'état des marchandises chargées atténuent la responsabilité du transporteur.

1.4. Les tarifs de transport maritime

Les tarifs maritimes sont complexes à calculer. Le transport maritime est organisé en conférences par ligne régulière.

1.4.1. Le fret de base ou taux de fret

C'est le prix du transport de la marchandise celui ci est fonction ;

- de sa nature, de la classe de tarif à laquelle celle ci appartient, pour un trajet déterminé. Cette classe détermine le taux de fret par Unité payante applicable à l'expédition.
- de la masse ou du volume de la marchandise qui détermine l'unité payante tonne ou m³
L'unité payante est la masse ou le volume à «l'avantage du navire », comme base de tarification, le plus grand chiffre est retenu.

⁴³ CHEVALIER, Denis et François DUPHILE. Op.cit., p 151.

⁴⁴ PASCO, Corinne. Op.cit., p 75.

1.4.2. Correctifs

Les surcharges conjoncturelles majorent le montant du fret, on en distingue trois catégories;

- surcharge fuel ou BAF (bunker adjustment factor) majoration ou réduction sur le fret en fonction de l'augmentation du prix du carburant entre deux éditions des tarifs.
- surcharge monétaire ou CAF, (currency adjustment factor), intègre les variations de la devise.
- surcharge d'encombrement portuaire, majoration appliquée sur certaines destinations, ou sur une immobilisation du navire.

1.4.3. Liners terms ou conditions de lignes

Le fret de base peut inclure les frais de manutentions portuaires, élingage, hissage, arrimage, livraison ou prise en charge le long du bord, transport du quai vers les magasins

1.4.4. Tarifications des expéditions par conteneur

On applique deux principes de tarification.

- En conventionnel, on applique le taux de fret à la tonne ou au m³ ;
- A la boîte, forfaits indépendant des marchandises conteneurisées.

2. Le transport aérien

Le transport aérien bénéficie d'un développement accru depuis les lendemains de la Seconde Guerre mondiale.

2.1. Organisation et structure du transport aérien

Le transport aérien est régi par la Convention de Varsovie de 1929 modifiée par le Protocole de La Haye 1955 et la Convention d'Ottawa de 1999.

Les marchandises sont transportées par appareils mixtes (marchandises ou passagers) et tout cargo, en l'état (masses indivisibles, colis exceptionnels) ou en ULD (Unit Load Devices), palettes ou conteneurs.

L'expéditeur peut choisir le groupage assuré par des agents de fret ce qui permet d'accéder à des tarifs plus avantageux ou s'adresser directement aux compagnies aériennes.

2.2. Les caractéristiques techniques, avantages et inconvénients de transport aérien

Dans ce point on va citer les différentes caractéristiques et avantages ainsi que les inconvénients de transport aérien.

2.2.1. Les caractéristiques

Les caractéristiques de transport aérien sont⁴⁵ :

- Appareils mixtes et tout cargo ;
- Chargement en ULD (igloos, palettes, container ...).

2.2.2. Les avantages

- Rapidité, sécurité pour la marchandise (manutention horizontale) ;
- Régularité et fiabilité du transport ;
- Emballage peu coûteux ;
- Frais financiers et de stockage moindres.

2.2.3. Les inconvénients

- Prix élevé qui pénalise l'envoi de marchandises lourdes ou à faible valeur ;
- Capacité limitée
- Interdit à certains produits dangereux.

2.3. Les techniques du transport aérien

Les techniques les plus importantes sont celle liées aux appareils et au fret aérien.

2.3.1. Les appareils

Le transport aérien de marchandises est réalisé actuellement avec trois types d'appareils

A. Les appareils passagers

Ils transportent principalement les voyageurs, mais leurs soutes peuvent accueillir du fret en plus des bagages.

B. Les appareils mixtes

Leur cabine a été conçue pour accueillir aussi bien des sièges de passagers que du fret sur palettes. Selon les périodes, le même avion peut donc charger, 1/3, la moitié ou 2/3 de fret, en ajoutant ou enlevant des sièges.

C. Les appareils cargo

Ils ne transportent que du fret, et leurs aménagements intérieurs sont donc étudiés en conséquence. Ils sont en générale composés d'un pont principal entièrement dégagé et de soutes au pont inférieur.

2.3.2. Le fret aérien

Deux types de fret sont transportés en aérien :

⁴⁵ LEGRAND, Ghislaine et Hubert, MARTINI, Op.cit., p 13.

- Les masses indivisibles et les colis exceptionnels sont transportés en l'état. Certaines compagnies se sont fait une spécialité de ce type de chargement, mais il est souvent l'occasion de l'affrètement d'un avion qui, selon les besoins, peut transporter de 5 à 100 tonnes de marchandises ;
- Les marchandises diverses sont, dans les avions tout-cargo, systématiquement transportées en unités de chargement : palettes, conteneurs, etc.

2.4. Le contrat de transport aérien

Le transport aérien réalisé selon le présent contrat est soumis aux règles de responsabilité édictées par la convention de Varsovie.

2.4.1. Les parties au contrat de transport

Les différents intervenants en transport aérien sont⁴⁶ :

- L'agent de fret aérien qui organise le transport principal ;
- Le transitaire commissionnaire, mondataire, qui assure les opérations et les formalités relatives au transport.

2.4.2. Le document de transport aérien :

La lettre de transport aérien⁴⁷, LTA ou House Air Way Bill, HAWB apporte la preuve du contrat de transport. C'est un document non négociable, établi normalement par le chargeur, dans les faits par l'agent de fret ou la compagnie aérienne. Ce document peut couvrir plusieurs transports incluant une partie de parcours aérien.

Lorsqu'il y a groupage, on distingue 2 documents :

- Master Air Way Bill : établie pour la totalité de l'envoi par la compagnie.
- HAWB : établie par l'agent à destination de chaque expéditeur. Elle porte le numéro de la LTA mère.

2.4.3. Responsabilité du transporteur

- Présomption de responsabilité de toute perte, avarie ou retard ;
- Exonération de responsabilité en cas de force majeure ou de faute de la partie lésée.

Les indemnisations sont limitées à un certain montant par kilo. Cette limite peut être dépassée en cas de faute lourde ou de dol du transporteur ou en cas de déclaration d'intérêt.

2.5. La tarification

Trois types de tarification coexistent⁴⁸ :

⁴⁶ WEISS, Eric. Op.cit., p 91.

⁴⁷ LEGRAND, Ghislaine et Hubert, MARTINI. Op.cit., p 113.

⁴⁸ Ibid. p 112.

2.5.1. Le tarif général

Le tarif général applicable pour toute marchandise sur une relation donnée, est établi au kilo par tranches, avec un minimum de perception. Le nombre de kilos taxables sera le poids réel de l'expédition ou le poids équivalent volume en dm^3 divisé par 6, soit une équivalence 1 tonne = 6 m^3 .

2.5.2. Les tarifs préférentiels ou corates

Ils sont applicables, pour une relation donnée, à certaines catégories de marchandise (marchandises particulières : fleurs, journaux, médicament) expédiées au minimum par 100 kg (pour certaines d'entre elles, par 300 ou 500 kg minimum).

2.5.3. Les tarifs à l'unité de chargement (ULD)

Lorsque les marchandises peuvent être expédiées en unités de chargement (ULD), les tarifs sont forfaitaires pour une destination. Le forfait correspond à un poids pivot, les kilos au-dessus de ce poids étant facturés en plus.

3. Le transport terrestre

Le secteur des transports terrestres recouvre des activités d'une extrême diversité et qui n'ont souvent que peu de traits communs. Ainsi, certains types de transport sont hautement capitalistiques (transport ferroviaire, pipelines) tandis que d'autres peuvent être exercés moyennant un investissement relativement faible (taxis, transport par poids lourds, voire par autocars). Certains représentent un nombre important d'emplois (transports ferroviaires par exemple où une seule compagnie peut employer jusqu'à plusieurs centaines de milliers de personnes, taxis, transport de marchandises par poids lourds) tandis que pour d'autres les coûts de main-d'œuvre ne représentent qu'un élément marginal (pipelines)⁴⁹.

3.1. Le transport routier

Ce mode est le plus fréquemment utilisé lorsqu'il s'agit d'effectuer des opérations sur le territoire national, et plus largement dans un cadre qui s'étend aux pays frontaliers.

Convention de Genève signé en 19/05/1956 entré en vigueur par le protocole de 05/08/1978 signé par la plupart des pays européens dite convention CMR "contrat des marchandises par route" elle est encore appelée Lettre de voiture internationale "LVI".

Elle est émise pour chaque expédition et signé par le transporteur, elle comprend 51 articles applicables par 36 pays.

⁴⁹ Organisation mondiale du commerce. « Transport terrestre ». [http://www.wto.org/french/tratop_f/serv_f/transport_f/transport_land_f.htm] (Page consultée le 05/04/2014).

3.1.1. Avantage et inconvénients du transport routier

Le transport routier peut offrir plusieurs avantages et inconvénients⁵⁰

A. Les avantages

- Service domicile/domicile ;
- Souplesse d'utilisation grâce au transport porte à porte, sans rupture de charge, et au transport combiné ;
- Délais relativement courts grâce aux infrastructures routières et aux procédures douanières allégées ;
- Rapport vitesse/prix avantageux.

B. Les inconvénients

- Sécurité et délais sont dépendants des pays parcourus et des conditions climatiques ;
- Coût élevé pour les destinations lointaines ;
- Peu adapté aux grandes quantités.

3.1.2. Les techniques du transport routier

Les engins assurant le transport routier de marchandises sont bien connus. On distingue trois types de véhicules⁵¹ :

- Les véhicules isolés (camions) ;
- Les véhicules articulés (tracteur + semi-remorque) ;
- Les trains routiers (camion + remorque).

3.1.3. Le contrat de transport routier

Le contrat de transport routier est matérialisé par une lettre de voiture CMR.

A. Document utilisé : lettre de voiture CMR

C'est une confirmation de contrat de transport par la route, elle est délivrée en trois exemplaire originaux, elle n'est pas négociable. Elle atteste la prise en charge des marchandises en bon états si elle est nette de réserves, et l'expédition dès la signature par le transporteur.

B. Responsabilité du transporteur

La convention CMR fait peser une présomption de responsabilité sur le transporteur en cas de perte, d'avarie ou de retard. Elle s'exerce depuis la prise en charge jusqu'à la livraison au destinataire.

⁵⁰ PASCO, Corinne. Op.cit., p 67.

⁵¹ CHEVALIER, Denis et François DUPHIL . Op. Cit

3.1.4. Tarification

La tarification est libre et négociable en transport routier et résulte du rapprochement de l'offre et de la demande. Ils sont établis en fonction de la relation géographique, du poids et du volume de la marchandise sur la base de l'équivalent 1 tonne = 3 m³.

3.2. Transport ferroviaire

La convention de CIM "contrat internationale des marchandises" signé en 1980 à Berne, elle soumet le transport ferroviaire internationale un ensemble de règles internationale uniforme concernant de transport international des marchandises, entré en vigueur en 1985, elle contient 65 articles, modifié par le protocole de 1990 entré en vigueur en 1996, cette convention appelle aussi COTIF "convention relative à transport international ferroviaire"

3.2.1. Caractéristiques techniques

Le transport ferroviaire se caractérise par⁵² :

- Expédition par wagon isolé entre 5 et 60 tonnes et possibilité de trains entiers pour des tonnages supérieurs ;
- Diversité du matériel disponible et utilisation de caisses mobiles.

3.2.2. Les avantages et les inconvénients du transport ferroviaire

Les avantages et les inconvénients du transport ferroviaire sont⁵³ :

A. Les avantages

- Développement du transport combiné et possibilité de porte à porte
- Fluidité du trafic et respect des délais.
- Adaptation aux longues distances et aux tonnages importants

B. Inconvénients

- Les ruptures de charge souvent nécessaire et donc nombreuses
- Les problèmes de compatibilité des largeurs de voies vers certains pays

3.2.3. Le document : la lettre de voiture CIM

Le document de transport utilisé en trafic ferroviaire⁵⁴, est la lettre de voiture internationale CIM. Il existe deux formulaires : un pour le trafic normal et un pour le trafic accéléré. L'original est remis au destinataire, l'expéditeur recevra un feuillet de la laisse. Le document sera rempli en partie par l'expéditeur et en grande partie par la société de chemin de fer.

⁵² LEGRAND, Ghislaine et Hubert MARTINI. Op.cit., p 14

⁵³ Ibid. p 14.

⁵⁴ WEISS, Eric. Op.cit., p 95.

3.2.4. La responsabilité du transporteur

Les chemins de fer ont une responsabilité collective pour la totalité du parcours. Il ya présomption de responsabilité en cas de perte totale ou partielle, d'avaries ou retards, depuis la pris en charge de la marchandise jusqu'au moment de la livraison.

3.2.5. La tarification :

La convention CIM ne prévoit aucun tarif dans la mesure où les règles de tarification sont différentes d'un pays à un l'autre.

3.3. Le transport par canalisation

Le transport par canalisation représente le moyen le plus fiable, parmi tous les moyens de transport, pour acheminer les hydrocarbures et rendre parfaitement aux exigences de sécurité environnementale.

3.3.1. Définition et caractéristiques du transport par canalisation

Le transport par canalisation est un mode de transport de matière gazeuse et liquide réalisé au moyen de conduit constituant généralement un réseau ou système de transport. Il se fait par oléoducs pour les produits liquides tels que le pétrole brut, le condensat et le GPL et par gazoduc pour les produits gaziers.

Un oléoduc ou un gazoduc est une canalisation servant à transporter le produit entre les sites de production et ports de chargement, ou entre les raffineries et les centres de distribution.

Des moyens de modernisation et de gestion du réseau ont été mise en place afin d'assurer l'acheminement des hydrocarbures dans des conditions de l'économie, de la qualité, de la sécurité et de l'environnement qu'existe les normes internationales, et des installations de pompages sont installées sur le parcours de la canalisation pour assurer un débit convenable du fluide et pour le maintenir sous pressions ; le transport par canalisation reste le moyen de transport le moins coûteux par rapport au transport terrestre ou ferroviaire⁵⁵.

3.3.2. Les composants des réseaux de transport des hydrocarbures par canalisation

Les réseaux de transport par canalisation sont composés de tronçons de conduites et d'ouvrages connexes remplissant les fonctions précises suivantes⁵⁶ :

⁵⁵ HEMMAD, N et H, REMINI. « le transport des hydrocarbures par canalisation et son impact sur les échanges énergétiques extérieures de l'Algérie ». mémoire de licence, université de Bejaia , 2011, p 27.

⁵⁶ Ibid. p 28.

A. Les stations d'injection ou de départ

Constituent les points d'entrées du réseau de transport, suivent leur configuration et leur position géographique ne peuvent être des stations d'atterrage, des terminaux, stations d'entrée.

B. Les stations de livraison

Permettent de mettre la matière transportée à disposition des destinataires intermédiaires ou finaux.

C. Les stations de compression ou de pompage

Sont réparties régulièrement le long des réseaux de transport pour maintenir la pression et la vitesse du fluide dans les canalisations.

D. Les postes de sectionnement

Permettant d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite. Ces postes sont parfois équipées de coupure pour introduire et recevoir des pistons, destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation : géométrie, propreté, perte de métal, fissuration.

E. Les postes de détente ou postes de régulation

Permettre de diminuer la pression de fluide à l'aval. Ces postes sont souvent associés à des postes de livraison, ils peuvent aussi séparer des portions de réseau exploité à des pressions différentes.

F. Les stations d'arrivée

Marquent l'extrémité d'un réseau de transport. Ce peut être un réservoir de stockage ou le début d'un réseau aval de transport ou de distribution.

3.3.3. Les risques liés au transport par canalisation des hydrocarbures

Le transport par canalisation devrait être le plus sûr car les installations sont fixes et protégées. Il est utilisé pour le transport sur de grandes distances du pétrole, du gaz et parfois des produits chimiques.

Généralement, les accidents, ou incidents survenant sur les canalisations peuvent avoir deux origines⁵⁷ :

⁵⁷ HEMMAD, N et H, REMINI. Op.cit., p 29.

A. Soit à cause d'une rupture ou d'une usure dues à un événement externe : par exemple, si le produit transporté par canalisation est un gaz inflammable, l'explosion éventuelle du nuage de gaz, libéré par la brèche sous forte pression, peut provoquer des brûlures graves à plusieurs dizaines de mètres. D'autres effets significatifs peuvent être causés sur de plus grandes distances.

B. Soit à une défaillance de la canalisation et des éléments annexes : toutefois, des défaillances peuvent se produire en provoquant des accidents très meurtriers, la cause initiale de ce type d'accidents est presque toujours la détérioration de la canalisation par un engin de travaux agricoles. Ce peut être lié également à l'oxydation de la canalisation en cas de défaut de protection.

Les conséquences d'un accident sur une canalisation seraient de même que celles présentées par les autres modes de transport. Le danger présenté par la matière transportée concerne d'autant un incendie, une explosion, un nuage toxique ou une pollution des sols et des eaux.

La réglementation impose les prescriptions techniques et organisationnelles suivantes :

- La qualité de la réalisation de la conduite elle-même : le métal constituant la canalisation, le contrôle des tubes, la qualité et le contrôle des soudeurs, la protection contre la corrosion, le renforcement des canalisations selon la densité d'occupation des sols.
- Les dispositifs de sécurité mis en place : les vannes de sectionnement, les détecteurs de fuite ou de rupture.

Pour réaliser les travaux de construction de canalisations d'hydrocarbures et sécuriser les zones de travail sur l'ensemble du tracé choisi, l'ENAC applique un plan de prévention des risques basé sur :

- La situation de l'emprise, l'identification des zones concernées par le passage de l'ouvrage à réaliser ;
- L'environnement naturel et immédiat de ces zones, leurs caractéristiques

(Terrains agricoles ou rocheux, pourvus de forêts ou désertiques) ;

- L'environnement social de chaque zone de passage et ses caractéristiques (densité de la population) ;
- L'évaluation des risques liés aux activités par phase et poste de travail.

Conclusion du chapitre

Le choix d'un mode de transport en vue d'une opération d'import et/ou export dépend de plusieurs éléments : la nature du produit, le poids et le volume des marchandises à expédier, les délais de livraison à respecter, le coût du transport, la distance géographique, la notion de sécurité et/ou de risque, qui est liée à l'acheminement de la marchandise et la localisation.

Les problèmes de transport peuvent être définis d'une part au sein des entreprises, comme la recherche d'un coût de transport minimum au moyen de modifications des caractères de la marchandise et de choix de moyens de transports appropriés, et d'autre part, au sein des compagnies de transport, comme la recherche des marchandises avantageuses à transporter pour leur clients.

Quant aux problèmes d'implantations, il s'agit d'une part, pour les entreprises de savoir où s'implanter pour réduire leurs coûts de transports, et d'autre part, pour les compagnies de transport et autres organismes, de savoir quels types d'entreprises il faut attirer dans leur zone géographique d'activités.

Introduction du chapitre

Les hydrocarbures étant le plus gros commerce de la planète en volume et en valeur et une source important de revenue pour tous les pays, notamment les pays en voie de développement.

L'Algérie, faisant partie de cette dernière catégorie, semble sur le point de renouer avec la croissance grâce, notamment à l'exportation rigoureuse du secteur des hydrocarbures annoncé par les autorités nationales, et qui représente actuellement la première rente pour la caisse de l'état.

L'objectif de ce chapitre est de donner une rétrospective résumée de l'économie des hydrocarbures depuis la découverte du premier puit de pétrole jusqu'à nos jours, ainsi que de faire un aperçu général sur les moyens de transport des hydrocarbures disponibles sur le territoire Algérien.

Notre étude dans ce chapitre sera consacrer sur trois sections, la première est réservée pour une analyse sur le marché mondial des hydrocarbures ; la deuxième section, consacrée pour une étude sur les secteurs des hydrocarbures en Algérie; et la troisième section sur le dynamisme du transport des hydrocarbures en Algérie et ça présence a l'international.

Section 01 : le marché mondial des hydrocarbures

La répartition des ressources entre les continents et nations est inégale, cette inégalité est due à l'histoire géologique des régions du globe. Certains pays ayant des superficies beaucoup plus faibles mais favorisés par la nature, c'est le cas du Moyen-Orient qui détient plus des deux tiers de réserves mondiales du pétrole.

Dans cette section nous allons faire une étude sur le potentiel des hydrocarbures à l'échelle mondiale. Nous avons divisé cette section en trois points, d'abord une historicité des hydrocarbures dans l'économie mondiale, suivie par quelques statistiques sur les ressources énergétiques mondiales en fin, quelques données sur le commerce mondial des hydrocarbures.

1. Histoire des hydrocarbures dans l'économie mondiale

L'histoire de l'économie des hydrocarbures est caractérisée par trois périodes ou se suit le basculement du rapport de force. Chaque période est caractérisée par un mécanisme de fixation des prix et des régimes fiscaux différents.

1.1. La création des sept sœurs

Vu le caractère de la législation américaine qui prévoit que le propriétaire du sol est également le propriétaire du sous-sol, le pétrole était exposé à une exploitation sauvage. Ainsi que le grand nombre des puits découverts étaient la cause de variation des prix du pétrole.

Ce phénomène attire les capitaux des investisseurs aimant le risque, tel que J. D. Rockefeller et M. Clark qui créent en 1867, une société spécialisée dans le raffinage du pétrole brute appelée Excelsior Works, en 1870, Rockefeller et Andrews créant la première plus grande société pétrolière qui est la Standard Oil of Ohio. En 1882 Rockefeller crée la Standard Oil Trust en s'associant avec un nombre de sociétés, qui est spécialisé dans le transport par pipeline¹.

Dix ans plus tard, en 1892 la cour suprême de l'Etat de l'Ohio avait adopté une loi antitrust. Rockefeller était obligé alors à mettre fin de la Standard Oil Trust. Il crée, en parallèle, 21 entreprises dont trois grandes compagnies² :

- La Standard Oil of New Jersey. Elle est appelée Exxon ou Esso ;

¹ MOUHOUBI, Aissa. « Analyse de l'apport du secteur des hydrocarbures au développement économique de l'Algérie », Mémoire de magister, université de Bejaia, 2005, p 11-12.

² DUROUSSET, Maurice. « Le marché du pétrole », édition ellipses, Paris, 1999, p 37.

- La standard Oil of Californie (appelée Socal) ;
- La standard Oil of New York, c'est la plus petite des sept sœurs ; est connue sous le nom de Socony et qui devient mobil.

En 1890, le roi néerlandais a lancée la Royal Dutch pour exploiter des gisements dans l'île de Sumatra indonésienne ainsi que la société britannique se lance en 1892 dans la commercialisation du kérosène, en 1902, les deux sociétés et le group Rothschild s'intègre verticalement pour faire face à l'invasion Rockefeller.

L'année 1901 est marquée par la découverte d'un grand champ pétrolifère à Spindle top au Texas. De ce fait, des compagnies comme texas oil compagny, Texaco, et Gulf sont créées.

En 1908 W. Knox d'Acry atteint un champ pétrolifère en association avec BourmahOil, ainsi en 1911 est crée l'association APOC appelée aujourd'hui british petroleum dont W. Churchill acquiert pour l'état la moitié du capital en 1914.

Ainsi, les sept sœurs sont créées :

- Les cinq américaines ; Exxon, Socal, Mobil, Texaco et Gulf ;
- L'anglo-hollandaise ; Royal Dutch/ Shell ;
- L'anglaise ; British Petroleum.

1.2. La naissance de l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)

Vers la fin des années cinquante, deux décisions inquiètent les pays producteurs : la première est la décision du président des États-Unis Eisenhower en 1959 de fixer un quota pour les importations de pétrole aux États-Unis. La deuxième est la décision du cartel. Afin de briser la concurrence des nouveaux venus sur le marché pétrolier, le cartel décide de baisser les prix affichés, ce qui réduit encore les revenus financiers de pays producteurs³.

En réaction à ces mesures, cinq pays producteurs se réunissent le 14 septembre 1960 lors de la conférence de Bagdad (l'Arabie saoudite, Irak, Koweït, Iran, Venezuela)⁴ et fondent l'OPEP dont le siège est à Vienne. Les objectifs affirmés dès 1960 sont :

- D'obtenir la stabilisation des prix affichés ;
- De coordonner les politiques des États membres ;

³ DUROUSSET, Maurice. Op.cit., p 44.

⁴ Les cinq pays fondateurs de l'Opep.

- De rationaliser en besoin la production au moyen de quotas nationaux ;
- D'accaparer, au moins en partie et progressivement, la propriété des sociétés productrices établies sur leur territoire.

L'OPEP se renforce avec l'adhésion de nouveaux membres aux 5 anciens fondateurs : Qatar en 1961, Indonésie et Libye en 1962, les Emirats arabes unis en 1967, Algérie en 1969, Nigéria en 1971, Equateur et Gabon 1973, Angola 2007.

Au cours des années 1960, l'OPEP a dû faire le dur apprentissage du marché monopolisé presque totalement par les 7 sœurs, les importantes multinationales qui y faisaient la pluie et le beau temps. C'est dans ce contexte que l'OPEP a dû se structurer afin de revendiquer un juste prix de ses richesses.

Durant les années 1970 : l'OPEP, en maîtrisant de plus en plus ses richesses pétrolières, est devenue un acteur visible de l'économie pétrolière. Elle a vu son importance croître lors des deux grands chocs pétroliers : celui de 1973, avec l'embargo arabe sur les approvisionnements destinés à Israël, et le choc de 1979 qui a suivi la victoire de la révolution islamique en Iran. 1980 que survint le 3^{ème} choc pétrolier avec une chute des prix dramatique, pour les petits producteurs qui ne disposaient pas d'autres ressources pour survivre.

1.3. De 1990 à nos jours

L'exploit réalisé par l'OPEP en colonisant de nouvelles surfaces du marché ne revient pas à la question des prix. Le conflit entre l'Irak et l'Iran à la fin de 89, a abouti à une amélioration des prix : de 17 dollars par baril (\$/b) en 89 à 22,3 \$/b en 90. Mais l'invasion des forces militaires irakienne du territoire koweïtien en 02 septembre 1990 et l'intervention d'une coalition internationale, composée de 26 nation a leurs tête les états unis, le 17 janvier 1991 pour libérer le Kuweit, a été la cause de la destruction de certaines de puits de pétrole a induit une baisse de la production de l'OPEP ; les prix chutèrent à 18,6 \$/b en 1991.

La chute des prix persiste, ils ont atteint 15,5 \$/b en 1994, l'OPEP a réduit sa production pour que les prix atteignent les 20,3 \$/b en 1996. L'OPEP a décidé en 1997, lors de la réunion de Jakarta, d'accentuer sa production pour atteindre un plafond de 27,5 mbj, en plus, la crise financière asiatique dans la même année, ont attribué à ce que les prix commencent leur chute libre pour arriver à 12,3 \$/b en 1998 et 10 \$ en 1999.

A la suite de l'accord conclu entre l'OPEP, Oman, la fédération de Russie, le Mexique et la Norvège dans le but de réduire communément leur production, le prix ont augmenté pour atteindre 27 \$/b en 2000.

Les attentats du 11 septembre 2001 aux états unis ont causé une légère augmentation des prix qui s'installent aux environs de 22 \$/b en 2002, a cause de la faible demande en kérosène et les perspectives d'une stagnation économique.

L'occupation des forces américaines et de celles de ces alliés de territoire irakien en mars 2003 a permis au prix du pétrole de réaliser une hausse. En fait, en 2002, le prix du baril était de 22 \$. Mais la guerre qui promet d'être longue et sanglante a été une justification légitime pour que les prix s'établissent à 31 \$/b en 2003⁵.

Durant le premier semestre de 2005 le prix du pétrole ont dépassé la barre des 50 \$/b et les spécialistes estiment la continuation de ce scénario jusqu'à la fin de l'année.

Avec un prix moyen 115 \$/b en 2013 le prix du pétrole boucle sa 5^{ème} année en hausse après celle de 2011.

2. Les ressources énergétiques mondiales

L'énergie se présente sous deux formes : les ressources renouvelables et non renouvelables. Dans ce point nous allons limiter notre description juste sur les deux combustibles essentiels qui sont le pétrole et le gaz naturel.

2.1. Le pétrole a l'échelle mondiale

Le pétrole est la première source d'énergie dans le monde et permet de satisfaire 32 % des besoins énergétiques. Il demeure la source d'énergie la plus utilisée dans les transports et la pétrochimie, mais ne représente que 4,6 % de l'électricité mondiale.

2.1.1. La production mondiale du pétrole

La production mondiale de pétrole, a augmenté de 1,9 million de baril par jour (Mb/j) en 2012, soit une variation de 2,2% par rapport à celle de 2011. Cette variation importante due à l'augmentation marquée par les membres de l'OPEP malgré une baisse de la production iranienne (-680 000 b/j) en raison de sanctions internationales. La production libyenne a marqué (+1 Mb/j) près retrouvé tous les terrains perdus en 2011. Pour une deuxième année

⁵ Mouhoubi, Aissa. Op.cit., p 37.

consécutives, la production a atteint des niveaux record en Arabie Saoudite, les Émirats arabes unis et le Qatar. Iraq et le Koweït ont également enregistré des augmentations significatives.

La production dans les pays non-OPEP a augmenté de 490 000 b/j ; augmenté aux États-Unis (+1 million b/j), le Canada, la Russie et la Chine, cela pour faire compensation des interruptions imprévues dans Soudan / Soudan du Sud (-340 000 b/j) et la Syrie (-160 000 b/j), ainsi que la baisse des provinces matures tels que le Royaume-Uni et la Norvège⁶.

2.1.2. La consommation mondiale du pétrole

La consommation mondiale de pétrole a augmenté de 890 000 b/j, soit 0,9 %, inférieur à la moyenne historique. Le pétrole avait marqué un taux de croissance mondiale plus faible parmi les combustibles fossiles pour la troisième année consécutive. La consommation dans les pays de l'OCDE a diminué de 1,3% soit 530 000 b/j. à l'extérieur de l'OCDE, la consommation a augmenté de 1,4 million de b/j, soit 3,3%. La Chine a de nouveau enregistré la plus forte augmentation de la consommation mondiale 470 000 b/j, soit 5%. La consommation japonaise a augmenté de 250 000 b/j soit 6,3% de la consommation mondiale⁷.

2.2. Le gaz naturel

Le gaz naturel joue un rôle très important dans la vie quotidienne de l'humanité.

2.2.1. La production mondiale du gaz naturel

La production mondiale du gaz naturel a augmenté de 1,9% en 2012. Les États-Unis ont enregistré 4,7% a de nouveau enregistré sa plus forte augmentation volumétrique et reste le premier producteur mondial. Norvège 12,6%, Qatar 7,8%, et Arabie Saoudite 11,1% ont également connu des augmentations importantes de la production, tandis que la Russie (-2,7%) a marquée la plus forte baisse en termes volumétriques dans le monde⁸.

2.2.2. La consommation mondiale du gaz naturel

La consommation mondiale de gaz naturel en 2012 a augmenté de 2,2%, inférieur à la moyenne historique de 2,7%. La croissance de la Consommation a été supérieure à la moyenne dans le Sud et l'Amérique centrale, en Afrique et en Amérique du Nord, où les États-Unis a enregistré un taux de variation de 4,1% la plus forte hausse dans le monde a été enregistré en Asie, la Chine 9,9% et le Japon 10,3%. Ces augmentations ont été partiellement

⁶ BRITISH PETROLEUM. « Statistical review of world energy 2003 ». [http://www.bp.com/statisticalreview/], (page consultée le 20/04/2014), p 03.

⁷Ibid. p 03

⁸Ibid. p 04.

contrebalancées par les baisses dans l'UE (-2,3%) et en Russie (-2,6% de). Globalement, le gaz naturel représentait 23,9% de la consommation d'énergie primaire. La consommation de l'OCDE a augmenté plus rapidement que la consommation non-OCDE pour la première fois depuis 2000⁹.

3. Le commerce mondial des hydrocarbures

Le commerce mondial des hydrocarbures représente la première ressource pour la majorité des pays.

3.1. Les flux commerciaux mondial de pétrole

Commerce mondiale de pétrole en 2012 a augmenté de 1,3%, soit 0,7 million de b/j. avec un volume de 55,3 millions de b/j, le commerce représentait 62% de la consommation mondiale, contre 57% il ya une décennie. Cette faible augmentation globale cache un grand changement régional. Les importations nettes des États-Unis ont diminué de 930 000 b/j et sont désormais 36% en dessous de leur sommet de 2005. Inversement, Importations nettes de pétrole de la Chine ont augmenté de 610 000 b/j, 86% de l'augmentation globale. La croissance des exportations nettes de Canada et l'Afrique du Nord, avec réduction de la dépendance des importations de pétrole des États-Unis, compensée la baisse des exportations de plusieurs régions¹⁰.

3.2. La commercialisation du gaz naturel à l'international

Le commerce mondial de gaz naturel a été très faible, seulement une croissance de 0,1% en 2012. Les expéditions des pipelines ont augmenté de 0,5%, à cause des baisses dans les exportations Russes nettes (-12%), partiellement compensée par la croissance des exportations norvégiennes (+12%). Importations de pipelines américains ont marquées un taux net de 18,8%. Commerce mondial de GNL est tombé pour la première fois dans l'histoire (-0,9%); une baisse des importations de GNL européennes net (-28,2%) est compensée par des augmentations en Asie (+22,8%). entre exportateurs, une augmentation du Qatar (+4,7%) des livraisons a été presque entièrement compensé par une baisse de l'Indonésie (-14,7%). La part de GNL du commerce mondial du gaz a légèrement diminué pour s'établir à 31,7%¹¹.

⁹BRITISH PETROLEUM. « Statistical review of world energy 2003 », Op.cit., p 04.

¹⁰Ibid. p 03.

¹¹ibid. p 04.

Section 02 : le secteur des hydrocarbures en Algérie

Le développement de leur pays constitue le rêve tant attendu par les algériens, le pétrole et le gaz sont pour l'Algérie non seulement, une source de revenu vitale, mais aussi une garantie d'indépendance. En effet, pour que les hydrocarbures puissent constituer un facteur d'indépendance économique, il faut que leur exploitation et leur valorisation se réalisent de manière indépendante, c'est-à-dire sous le contrôle exclusifs de l'Algérie, et il faut qu'elle l'assure en fonction d'objectifs qu'elle se fixe librement.

Pour les autorités algériennes, le secteur des hydrocarbures est le seul pourvoyeur de flux financiers en faveur des politiques économiques. Nous allons dans la section ci-après faire un passage historique sur les hydrocarbures en Algérie en suite, le développement du ce secteur en fin, la valeur des exportations algérienne en hydrocarbures.

1. Histoire des hydrocarbures en Algérie

Parles de l'histoire des hydrocarbures en Algérie, cela nous mène à chercher sur le moment et le lieu de ses découvertes, à envisager les manœuvres de la France en Algérie pendant la guerre, sa politique paternaliste après la guerre.

1.1. Bref historique des découvertes du pétrole en Algérie

Les premiers travaux d'exploration en Algérie remontent à la fin des années 1890 dans le bassin du Chélif au nord-ouest du pays où plusieurs puits peu profonds révélèrent les premiers indices intéressants d'hydrocarbures.

Toute fois, ce n'est qu'en 1949 que le premier puits productif est foré grâce à l'entreprise CFP¹², à 100 km du sud d'Algérie à oued quetrine¹³.

C'est en 1952 que les premiers permis de recherche ont été accordés à la société SNREPAL et la CFP sur une surface totale de 240000 km². cette surface évoluera très rapidement dans le temps ; 600000 km² en 1964, 730000 km² en 1965 et 1098000 en km² en 1968.

En 1953, les premiers indices apparaissent, à cette époque, l'oasis de Berriane est le théâtre d'une petite expérience riche en signification. Une équipe de prospecteur de la SNREPAL. A enregistré le résultat d'un premier forage d'essai à 2000 mètre de profondeur qui est le recueil du quelques cm³ de gaz.

¹² CFP : compagnie française du pétrole.

¹³ KHELIF, Amor. « Dynamiques des marchés et valorisations des hydrocarbures ». édition Cread, Alger 2005. P 107, 108.

En 1954, les prospecteurs sahariens vont enregistrer leur premier vrai succès avec l'éruption surprise de Berga, situé à 125 km d'In Salah, pour les chercheurs c'est la preuve attendue que le Sahara cache du l'or noir dans ses entrailles, les prospecteur découvrons encor une immense réserve de gaz naturel d'Hassi R'mel, proche de gassi-touil.

En 1956, se fut le premier forage à In-Aminas qui commença à produire en 1958. A cette date le générale DE GAULE a accordé une aide morale et financière pour atteindre son but tracé.

En 1959, les premières tonnes du pétrole brut de Hassi Messaude arrivent par pipeline à Bejaia, l'Algérie entrait alors de plain-pied dans le concert des pays producteurs du pétrole, aussi n'est il pas exagéré de dire que novembre 1954 peut être considérés comme la date historique des bouleversements économiques que ce pays est appelé a connaître, pourtant il faudra encore près de trois années de guerre pour que tous le pétrole brut de l'Algérie prenait la direction de France pour être transformé selon les intérêts de la politique économique française et les besoin de son industrie¹⁴.

A la veille de l'indépendance, l'état français préférait se tourner vers ses colonies d'autant plus qu'il lui était facile d'en faire, par un acte juridique des départements ou régions faisons partie intégrante de son territoire, la veille de l'indépendance. C'est ainsi que sur les 43 sociétés pétrolières implantées au Sahara, 20 étaient plus au moins contrôlées directement par l'état française, grâce aux groupes constitués qui sont le bureau des recherche pétrolières et la régie autonome de pétrole.

En 1994, c'est pour la première fois qu'il a été découvert plus d'hydrocarbure qu'il n'a été produit et commercialisé. Cette tendance devait se confirmer grâce à l'intensification de l'effort d'exploration, le plan 1996-2000 prévoit le forage de quelques puits dont la moitié en association avec des partenaires étrangers.

Au cours de l'année 2002, 6 découvertes ont été réalisées et 29 puits ont été forés, dont 4 découvertes et 20 puits ont été réalisés et forés par Sonatrach seule. Ces chiffres laissent l'Algérie parmi les moins explorés du monde, avec une densité d'exploration de 7 puits/ 1000 km² contre une moyenne mondiale de 95 puits/ 1000 km².

¹⁴MEKIDECHE, Moustapha. « Le secteur des hydrocarbures en Algérie 1958-1962 : problématiques, enjeux et stratégies », OPU Alger, 1983, p 05.

En 2005, un amendement de loi a été réalisé, cet amendement renforce la position dominante de la Sonatrach dans la mesure où elle devait participer régulièrement à toutes les exploitations et de recherche de gisement sur le sol Algérien avec une proportion pouvant aller jusqu'à 51% au lieu des 31%. A partir de l'instauration de ce choix, l'état Algérien voudrait avoir le contrôle de ses richesses naturelles, protéger ce secteur de la main des investisseurs étrangers et garantir l'avenir de générations futures.

Les opportunités d'affaires dans ce secteur touchent plusieurs activités comme la recherche, l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures, les équipements de forage fixes et mobiles ou encore la réalisation, la maintenance, ainsi que la répartition de canalisation de transport d'hydrocarbures.

En 2007, plusieurs découvertes ont été réalisées. En mois de mars, 2 découvertes d'huile et de gaz à condensat dans le bassin de Berkin à la suite de deux forages (Bhired Hamou et Hassi Touaiza) ; en mois d'avril, 4 nouvelles découvertes dans les bassins de Berkine et Illizi ; et une autre découverte de gaz en association à Timimoune ; en septembre, une découverte dans le bassin d'oued Mya et une autre dans le bassin de Berkin.

En 2012, une forte croissance dans le développement des forages. Le nombre des puits terminés est de 156 dont 87 par sonatrach en effort propre¹⁵.

1.2. La nationalisation de secteur des hydrocarbures :

Les accords de juillet 1965 entre Sonatrach et l'Etat français devenaient gênants, en ce sens qu'ils se dressaient contre toutes les ambitions de la compagnie qui devait renforcer ses capacités de progrès et continuer son extension. C'est ainsi que la révision de ces accords devenait inévitable et l'Etat algérien engagea alors des négociations avec l'Etat français pour «réviser le régime fiscal et le système des prix, s'assurer, par rachat d'actions, une participation majoritaire dans les compagnies qui produisaient du pétrole brut et racheter tous les intérêts française dans le transport par canalisation ».

Mais des obstacles furent dressés par l'Etat français en faisant traîner ces négociations, jusqu'au jour où l'Algérie décide d'annoncer la nationalisation des hydrocarbures, recouvrant ainsi sa souveraineté sur son patrimoine minier et ses richesses naturelles.

La date du 24 février 1971 représente dans l'histoire de l'Algérie, et de SONATRACH en particulier, un événement d'une grande symbolique. Par le décret n° 71-11, « le prédisent

¹⁵ SONATRACH. « Rapport annuel 2012 ». p 17.

Houari Boumediene » devait annoncer que les décisions suivantes étaient désormais applicable :

- Participation algérienne dans toutes les sociétés pétrolières française à raison de 51% de façon à en assurer le contrôle effectif ;
- Nationalisation des gisements de pétrole brut et de gaz naturel ;
- Nationalisation du transport terrestre, c'est-à-dire, l'ensemble des canalisations se trouve sur le territoire national.

L'ensemble de ces mesures devait assurer à la SONATRACH le contrôle de plus de 77 % de la production de pétrole brut¹⁶.

Cette importante décision a été suivie d'une ordonnance signée le 11 avril 1971, qui a promulgué la loi fondamentale sur les hydrocarbures, définissant dès lors le cadre dans lequel devait s'exercer dorénavant l'activité des sociétés étrangères en matière de recherche et d'exploitation pétrolières. On retiendra notamment qu'ont été, de ce fait, nationalisés et transférés à Sonatrach, 51% des biens, parts, actions, droits et intérêts de toute nature, notamment 51% des intérêts miniers détenus par toute personne physique ou morale, dans les concessions d'hydrocarbures qui composent en Algérie les patrimoines des sociétés étrangères, nationalisés et transférés à Sonatrach et tous les intérêts détenus par des sociétés étrangères dans le transport par canalisations.

L'histoire retiendra qu'à cette époque, l'Etat français et les compagnies pétrolières françaises ont réagi par des menaces politiques, l'embargo économique, le départ des compagnies pétrolières et de leur personnel, l'abandon des installations, l'arrêt de la production exposant délibérément nos gisements à de grands risques. Mais c'était sans compter sur la volonté ferme de l'Etat algérien d'aller au bout de sa décision, mais aussi sur l'adhésion populaire qui était totale. Résultat des courses : le pétrole et le gaz ont continué à sortir du sous-sol grâce à la poignée d'ingénieurs et de techniciens que comptait Sonatrach à l'époque et qui ont réussi à prendre en main la production dans des conditions parfois héroïques.

Il faut dire à ce propos que l'impact des nationalisations sur l'évolution de Sonatrach était décisif, en ce sens que «tous les segments de la chaîne de l'amont à l'aval transformation

¹⁶ THABET, Mohamed Nasser. « Le secteur des hydrocarbures et le développement économique de l'Algérie ». OPU. Alger, 1989, p 117.

furent engagés dans une formidable dynamique de développement». Preuve en est la production pétrolière qui a augmenté d'une fois et demie et une véritable industrie gazière a été créée, avec un réseau de transport composé aujourd'hui de plus de trente pipelines totalisant 17 000 km, la liquéfaction, le raffinage, la pétrochimie, les exportations de brut, des produits raffinés, de gaz naturel et de GPL¹⁷.

2. Secteur des hydrocarbures Algérien : définition et importance

Dans ce point nous allons donner une définition de secteur des hydrocarbures ainsi que l'importance des hydrocarbures algériens.

2.1. Définition du secteur des hydrocarbures

Selon « A. BENACHENOU ». Le secteur des hydrocarbures est défini par rapport au domaine énergétique national et des industries pétrochimiques. Ce secteur recouvre les activités suivantes¹⁸:

- Exploration et forage pour les ressources en hydrocarbures ;
- Production et transport des hydrocarbures bruts ;
- Première transformation des hydrocarbures ; liquéfaction, raffinage, pétrochimie, de craquage, pétrochimie de réformage ;
- Transformations ultérieures : matières premières pour détergents, fibres synthétiques, production des engrais.
- Distribution des hydrocarbures et leurs dérivés sur les marchés externes ;
- Distribution de l'électricité, du gaz et des dérivés du pétrole sur le marché interne.

2.2. L'importance des hydrocarbures algériens

L'importance des hydrocarbures algériens est due à plusieurs facteurs¹⁹ :

- le pétrole algérien est de très bonne qualité ;
- l'Algérie a d'importantes réserves de gaz naturel, source d'énergie moins polluante que le pétrole ou le charbon ;
- les liens traditionnels de l'Algérie avec les pays du nord de la Méditerranée, dont la consommation en gaz augmente de plus en plus (l'Algérie est le troisième fournisseur en gaz de l'Union européenne, précédée par la Russie et la Norvège) ;

¹⁷MECHTI, Iyes. « Nationalisation des hydrocarbures ». [http://www.djazair.com/fr/elwatan/442135]. Publié dans El Watan le 15/01/2014, (Consultée 25 avril 2014).

¹⁸ THABET, Mohamed Nasser. Op.cit., p 112.

¹⁹Exportation des hydrocarbures algériens et géopolitique, 12/07/2012, [http://www.ritimo.org/article88html] (Page consultée le 20/05/2014).

- les pays importateurs doivent pouvoir compter sur des sources fiables d'approvisionnement, ce qui est le cas de l'Algérie. En 2010, 29 découvertes d'hydrocarbures ont été réalisées. au contraire d'autres pays, comme l'Irak, le Nigeria, le Venezuela ou l'Iran.

S'il est vrai que le pétrole nord-africain ne pourra jamais remplacer celui du Moyen Orient dans l'approvisionnement de l'Europe, le gaz par contre est susceptible de devenir une source importante d'énergie et une véritable arme politique, comme le fut le pétrole dans les dernières décennies.

Ainsi, la création d'une OPEP du gaz est à l'ordre du jour, alors que jusqu'à présent le prix du gaz est indexé sur celui du pétrole.

Depuis 2006 une coopération s'est mise en place entre le géant gazier russe Gazprom et la Sonatrach pour coordonner les efforts des deux pays en direction du marché mondial. En 2008, Gazprom a ouvert un bureau de représentation en Algérie, et en 2011, ils ont découvert, ensemble, des réserves d'hydrocarbures dans le bassin de Berkine en Algérie.

3. Le développement du secteur des hydrocarbures

La recherche systématique d'hydrocarbures au Sahara algérien n'a débuté que depuis l'an 1952. La croissance considérable de l'économie européenne, au lendemain de la fin de la seconde guerre mondiale, l'augmentation constante de la consommation de produits énergétique et les événements du Moyen-Orient de l'époque ont beaucoup favorisé cette recherche.

3.1. Les réserves des hydrocarbures Algériens

Au-delà des sites historiques d'Hassi Messouad et Hassi R'Mel, qui représentent respectivement 70% des réserves pétrolières et 50% des réserves de gaz et continuent d'assurer environ 28% et 60% de la production algérienne d'hydrocarbures en 2012, d'autres gisements, notamment ceux de Berkine (14% des réserves de gaz et 8% des réserves de pétrole) et d'Illizi (14% des réserves de gaz et de pétrole) ont été développés depuis, tandis que d'autres (Regane, Ahnet/Timimoun, etc.) sont actuellement en phase de développement.

Les réserves d'hydrocarbures non conventionnels (gaz de schiste) sont estimées pour leur part 700 trillions de m³ ce qui correspond quatre fois le niveau de ses réserves gazières actuelles et les troisièmes réserves plus importantes au monde²⁰.

3.2. La production Algérienne des hydrocarbures

Les produits d'hydrocarbures comme source d'énergie concernent les hydrocarbures liquides et gazeux. Notons que la production de pétrole et condensât, de produits raffinés et de gaz naturel est destinée pour une grande part à l'exportation.

Le tableau ci-dessous, représente l'évolution de la production des hydrocarbures entre 2009 et 2012 en Algérie :

Tableau n° 01 : évolutions de la production des hydrocarbures en Algérie

Année	Production primaire des hydrocarbures				Total
	SONATRACH		Association		
	Volume (Mtep)	%	Volume (Mtep)	%	
2010	154,8	72	59,1	28	213,9
2011	164,7	80	41,6	20	205,8
2012	143,7	74	50,9	26	194,6

Source : réalisé par nous-mêmes à partir des données des rapports annuels de SONATRACH (2010-2011-2012)

L'analyse de ce tableau, permet de remarquer que la production des hydrocarbures en Algérie évolue d'une façon décroissante suite à la baisse de la demande mondiale. Tous produits confondus a connu une baisse d'une année à une autre. La production totale des hydrocarbures en 2010 s'est établie à 213,9 Mtep, dont la part de Sonatrach dans la production représente 72 % de la production primaire globale. En 2011 le groupe SONATRACH et ces associés ont marqué un volume de production de 205,8 soit une baisse de 8,1 Mtep par rapport à celle de 2010. Avec un volume de 194,58 Mtep l'Algérie a enregistré une autre baisse par rapport aux deux années précédentes. La production de SONATRACH en effort propre représente 74% de la production globale soit 143,65 Mtep. La production de SONATRACH en association a atteint un volume de 50,9 Mtep soit 26% de la production totale.

²⁰ AMBASSADE DE FRANCE EN ALGERIE : SERVICE ÉCONOMIQUE REGIONAL. « Les hydrocarbures en Algérie : chiffres clés ». [<https://www.tresor.economie.gouv.fr/File/392576>]. (Page consultée le 25/04/2014), p 01.

3.2.1. La production primaire de pétrole brut

La production de pétrole brut de l'année 2012 en Algérie a été de 50,9 Mtep. La production de SONATRACH est de 25,8 Mt et la production de SONATRACH en association avec des partenaires été de 25,1 Mt²¹.

3.2.2. La production primaire de gaz naturel

En 2012, la production algérienne de gaz naturel a été de 132,5 milliards m³, dont la production en effort propre de SONATRACH a été de 80 % soit 109,2 Gsm³ et l'autre part a été produite en association (20 % soit 23,3 Gsm³).

3.2.3. La production primaire de condensât

La production de condensât en Algérie durant l'année 2012 en effort propre et en association a été de 9,5 Mtep.

3.2.4. La production de GPL

La production de GPL pour l'année 2012 a été de 6,8 Mtep, dont la production de SONATRACH par son effort propre a été de 5,6 Mt et le reste en association avec d'autre compagnie pétrolière étrangère.

4. La valeur des exportations algériennes en hydrocarbures

Les exportations d'hydrocarbures et produits dérivés ont généré 72 Mds USD de recettes, soit 97% du total de la valeur des exportations algériennes en 2011. Elles se composent de 13,6 Mds USD pour le gaz, de 28,8 Mds USD pour le pétrole brut et de 22,7 Mds USD pour les produits dérivés (condensats, produits raffinés et GPL).

Le tableau suivant représente l'évolution des exportations en volume et en valeur des hydrocarbures Algérien entre 2009 et 2012.

Tableau n° 02 : l'évolution des exportations des hydrocarbures entre 2009-2010.

Année	Exportation en volume (Mtep)	Exportation en valeur (Mds USD)	Variation de la valeur (%) Par rapport à 2009
2009	118,6	44,4	-
2010	116,3	56,1	26,35
2011	110,8	71,8	61,71
2012	107,2	72	62,16

Source : réalisé par nous-mêmes à partir des données des rapports annuels de SONATRACH (2010-2011-2010).

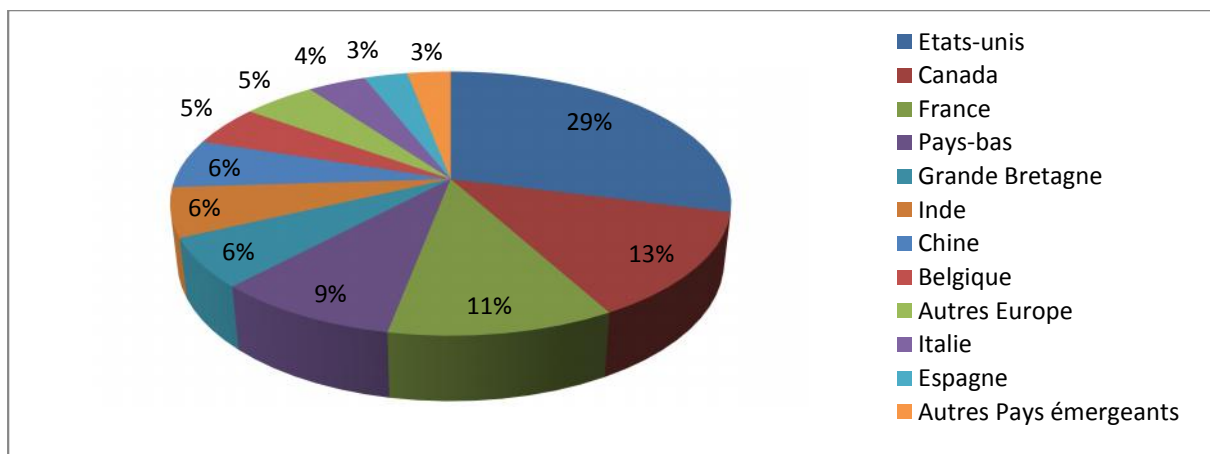
²¹ SONATRACH. « Rapport annuel 2012 ». p 19.

D'après le tableau précédent (n° 02) nous remarquons que les exportations Algériennes des hydrocarbures entre 2009 et 2012 en termes de volume baissent d'une année à une autre ou on a enregistré une baisse de 118,6 Mtep en 2009 à 107,2 Mtep en 2012. Cette baisse due à la stagnation des échanges commerciaux internationaux. Par contre, en termes de valeur l'exportation d'hydrocarbure a marqué une variation de 62,16% pendant quatre ans, c'est-à-dire passant de 44,4 Mds USD jusqu'à 72 Mds USD entre 2009 et 2012. Cette variation importante a été enregistrée suite à l'augmentation du prix de pétrole sur les marchés internationaux.

4.1. Exportation des produits pétroliers

En exportant 56,4 MT de pétrole soit 79 % de sa production l'Algérie est le 10^{ème} exportateur de pétrole brut. Dans le domaine pétrolier, le continent européen reçoit 52 % des exportations algériennes devant les Etats-Unis (29 %) et le Canada (13 %). Comme la montre la figure ci-après :

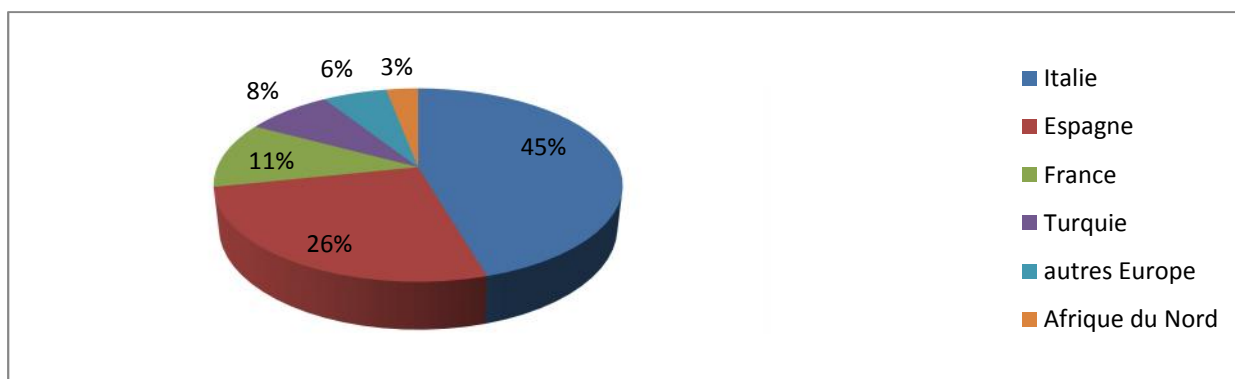
Figure n° 01 : exportations pétrolière par destination en 2012



Source : AMBASSADE DE FRANCE EN ALGERIE, Service économique régionale, les hydrocarbures en Algérie : chiffres clefs.

4.2. Exportation des produits gazeux

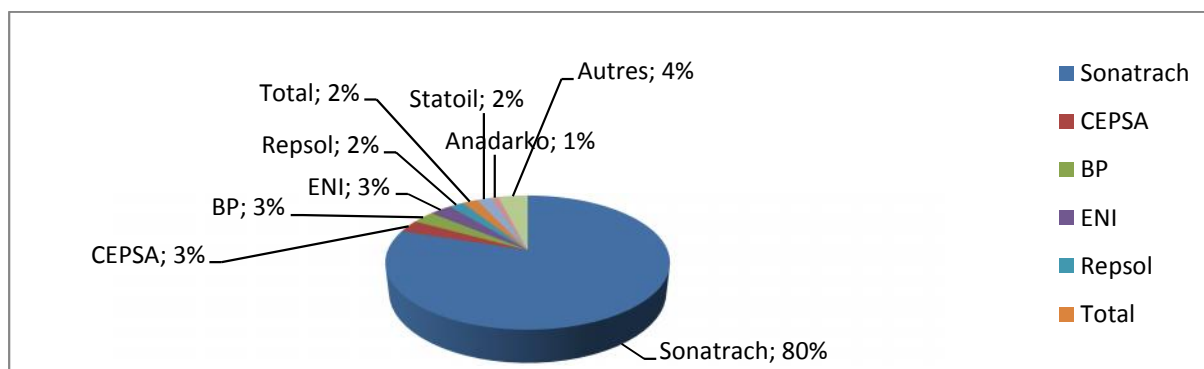
En exportant 50,1 Mds m³ de gaz naturel en 2012 soit 68% de sa production gazière, l'Algérie est le 6^{ème} exportateur mondial de gaz. Le gaz algérien est exporté à 70 % par gazoduc et 30 % sous forme de gaz naturel liquéfié, plaçant l'Algérie au 7^{ème} rang mondial des exportateurs de GNL. En absorbant 88,6 % des exportations algériennes de gaz, soit 10 % de son approvisionnement, l'Europe est le client quasi-exclusif de l'Algérie dans le secteur gazier. Comme la montre la figure ci-dessous :

Figure n° 02 : Principales destinations des exportations gazières en 2012

Source : AMBASSADE DE FRANCE EN ALGERIE, Service économique régionale, les hydrocarbures en Algérie : chiffres clefs.

4.3. Les principaux acteurs des hydrocarbures

L'entreprise publique SONATRACH joue un rôle de premier plan dans le développement de la filière hydrocarbures. C'est à partir des années 90 que le cadre des investissements s'est progressivement ouvert aux entreprises étrangères, pour la plupart en partenariat avec la compagnie nationale SONATRACH qui conserve la majorité sur tous les contrats de recherche, d'exploitation, de raffinage et de transports des hydrocarbures en Algérie. Elle continue d'exploiter 80% des actifs de production des hydrocarbures en Algérie²².

Figure N° 03 : Répartition des actifs de production des hydrocarbures par exploitation en 2012.

Source : AMBASSADE DE FRANCE EN ALGERIE, Service économique régionale, les hydrocarbures en Algérie : chiffres clefs.

²²AMBASSADE DE FRANCE EN ALGERIE – SERVICE ÉCONOMIQUE REGIONAL. Op.cit., p 02.

Section 03 : le transport des hydrocarbures en Algérie

Le transport par canalisation et par voie maritime constituent les deux meilleurs intermédiaires entre l'amont de l'activité pétrolière et gazière et les activités en aval en matière de transformation, de traitement des hydrocarbures et leur commercialisation.

Donc, à travers cette section on va mettre un point sur l'origine des produits transportés, c'est-à-dire, les différents gisements existants sur le territoire algérien, ainsi que la capacité de stockage. En suite, il sera également question de voir les différentes canalisations et la flotte de transport maritime des hydrocarbures en Algérie.

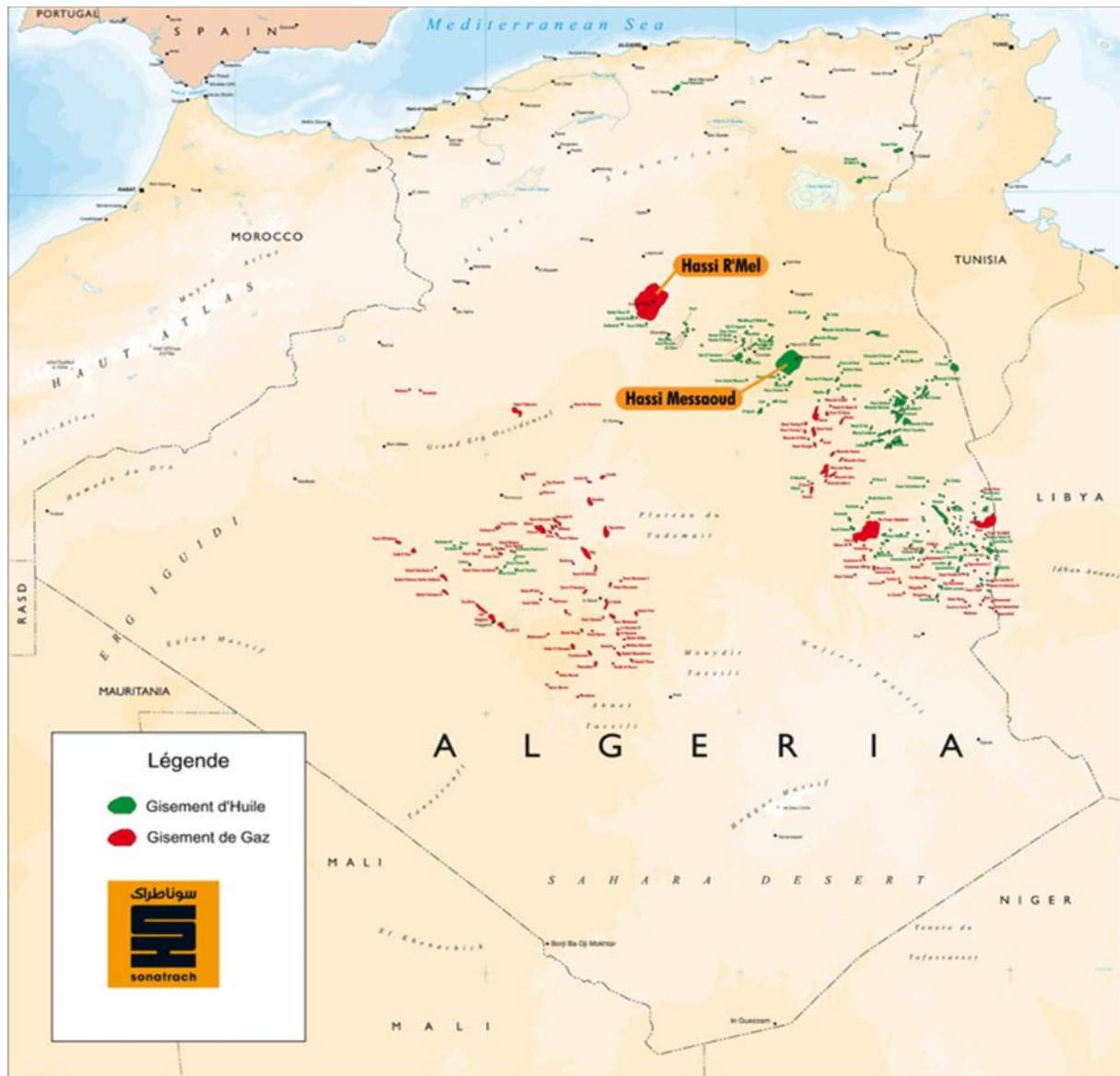
1. Localisation des gisements

Les principaux gisements en Algérie sont parmi les plus importants dans le monde. Ils sont généralement localisés dans le Sud. Il existe quatre grandes régions où se localisent les plus grands gisements d'hydrocarbures²³ :

- L'est du Sahara : possède des gisements connus de pétrole et de gaz, et recèle encore un bon potentiel de découvertes.
- Le centre de Sahara : est considéré comme gazifère (gisements d'importance variable) mais où de récentes découvertes de pétrole permettent d'espérer d'autres développements.
- L'ouest du Sahara : est surtout considéré à gaz, mais ses ressources demeurent pratiquement inconnues.
- Dans le nord de l'Algérie malgré des découvertes de pétrole et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été révélé du fait d'une géologie complexe.

²³ HEMMAD, N et RMINI, H. « le transport des hydrocarbures par canalisation et son impact sur les échanges énergiques extérieures de l'Algérie » mémoire de licence, université de Bejaia, 2011, p 31.

Carte n° 01 : Situation des gisements d'huile et de gaz en Algérie



Source : www.sonatrach.com/nos-activites.html

1.1. Gisements de gaz naturel

Les activités de recherche et d'exploration ont permis de mettre à jour de nombreux gisements en hydrocarbures, à travers le territoire national, les réserves gazières représentent 56% du total des réserves des hydrocarbures. A l'heure actuel, on compte cinq grandes régions gazières en Algérie²⁴ :

²⁴ KHELIF, Amor. « Dynamique des marchés et valorisation des hydrocarbures ». Op.cit., p 114 et 115.

1.1.1. Hassi R'mel

Découvert en 1956 et qui est l'un des plus grands gisements au monde qui se situe à 280 Km au nord-ouest de Hassi Messaoud et à 100 Km au sud-est de Laghouat, il représente 57% des réserves algérienne de gaz. Le gaz naturel de Hassi R'mel est riche en condensats. Pour maximiser la récupération totale, une partie du gaz « sec » (après extraction des condensats) est réinjecté dans le gisement. Cette pratique se traduit sur le long terme par une diminution du ratio condensats/gaz. Le gaz de Hassi R'mel est également injecter dans des gisements de pétrole alentour, pour y améliorer la récupération du pétrole.

1.1.2. Rhourde Nouss

Découvert 1962, situé au sud de Hassi Messaoud, cette région se compose de six gisements (Rhourde Nouss sud-est, Rhourde Adrar , Rhourde Hamra, et Rhourd Chooff). Ils totalisent 11% des réserves de gaz naturel.

1.1.3. Alrar (région de Stah)

Ce champ a été découvert en 1961, dans le bassin d' Illizi. Il situe à 55Km au nord de Zarzaitaine et à 45 Km au sud-est. Les réserves prouvées récupérables sont estimées à milliards de m³.

1.1.4. Region de Gassi Touil

Ce champ a été découvert en 1961 dans le bassin Triasique à 170 Km au sud Est de Hassi Messaoud. Il renferme des hydrocarbures gazeux et de l'huile d'une densité moyenne de 44° API.

1.1.5. Région d'In Salah

Cette région gazière est située au sud/Sud-ouest de Hassi R'mel. Elle regroupe plusieurs gisements de gaz sec dont les plus importants régions : Reg, Tiguentour et Krechba.

1.2. Les gisements de pétrole

Les principaux gisements de pétrole sont les suivants²⁵ :

1.2.1. Hassi Messaoud

Situé dans le bassin de Berkine, est le plus grand découvert la même année que le gisement de gaz de Hassi R'mel (1956), son équivalent pour le gaz (principal gisement de gaz d'Afrique). Les réserves estimées du gisement sont de l'ordre de 9 Gbbls d'un pétrole de très

²⁵ HEMMAD, N et RMINI, H. Op.cit., p 34.

bonne qualité, en ne tablant que sur un taux de récupération de 30% du pétrole supposé en place.

1.2.2. Le gisement d'Ourhoud

Situé dans le bassin de Berkine, ce gisement est d'une capacité de 230000 barils/jour.

1.2.3. Le pôle pétrolier de Hassi Berkine :

Gisement dans le bassin de Berkine, sa capacité de production est de 300000 barils/jour de pétrole.

1.2.4. Le gisement d'El Merk

Ce nouveau gisement, situé dans le « très riche » bassin de Berkine, à environ 350 Km de Hassi Messaoud, ce gisement sera exploité en vertu d'un contrat de partage de production conclu entre Sonatrach et le groupe Américain Anadarko. Sonatrach détient (51%) du capital de ce groupement, Anadarko Petroleum Corporation (APC, chef de file 24,5%), l'Italie ENI et le danois Maersk (12,25% chacun). Le gisement contient des réserves prouvées de 1,2 milliard de barils de pétrole et de condensât. ce gisement a coûté près de 4.5 milliards de dollars.

2. Les bacs de stockage

Afin d'assurer la régulation entre la production et la commercialisation, TRC dispose 109 bacs de stockage d'une capacité de 3,4 millions de m³.

2.1. Grandes capacités de stockage

Actuellement 15 bacs sont en construction : 06 bacs à Haoud El Hamra, 06 bacs à Arzew et 03 bacs à Skikda. Un programme d'extension des capacités de stockage et encours de maturation.

Ce programme a pour objectif l'amélioration de l'autonomie de l'activité au niveau des terminaux. Il consiste en la construction de 84 bacs supplémentaires d'une capacité de 51200 m³ chacun. Les bacs sont repartis comme suit :

- 36 bacs à RTH
- 22 bacs à RTE
- 21 bacs à RTO
- 04 bacs à RTC
- 01 bac à RTI

La capacité de stockage utile sera ainsi portée à 6,8 million de m³.

2.2.Répartition par régions

Le tableau suivant représente la répartition des bacs de stockage par régions et par produits :

Tableau n° 03 : répartition des bacs de stockage en Algérie

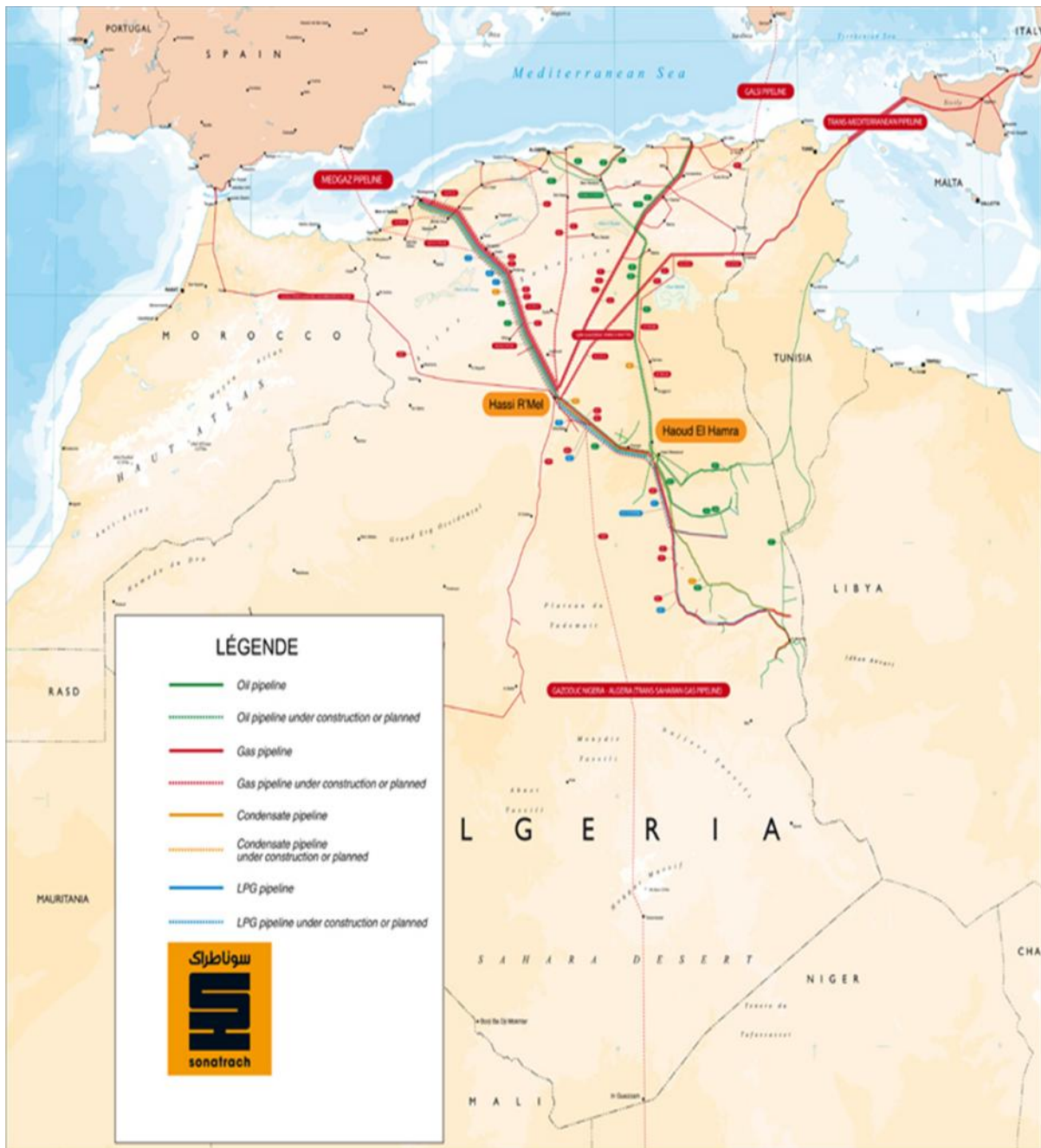
Région	Produit	Patrimoine par région		
		Nombre de bacs	Cap. Design (m ³)	Cap. Utile (m ³)
Région Transport Haoud El Hamra	Brut	31	1 280 600	940 390
	Condensat	5	175 000	125 632
Région transport ouest	Brut	14	673 400	559 259
	Condensat	14	648 260	487 677
Région Transport In Amenas	Brut	13	290 000	249 700
	condensat	1	35 000	29 900
Région transport centre	Brut	10	304 000	234 000
	Condensat	8	340 000	272 600
Région transport Est	Brut	13	665 600	467 600
Total	Brut	81	3 213 600	2 450 949
	Condensat	28	1 198 260	915 209

Source : Revue SONATRACH, « Transport par canalisation », 2012, P. 11.

3. Le réseau interne de canalisations

Parmi les pays d'Afrique, l'Algérie possède un important réseau de gazoducs et d'oléoducs destiné principalement à évacuer le gaz et le pétrole des gisements de production, principalement d'Hassi R'Mel et de Hassi Messaoud vers les ports d'exportation, les usines de liquéfaction de la côte méditerranéenne, ainsi que vers l'Europe via la Tunisie et le Maroc.

Carte n° 02 : Réseau de transport par canalisations



Source : www.sonatrache.com/transport-par-canalisation.html

3.1. Les pipelines de pétrole (Oléoducs)

Au niveau national, le réseau destiné à transporter les ressources extraites des gisements situés à l'intérieur du pays vers le littoral. Soit pour l'exportation via les ports pétroliers soit pour l'utilisation interne ou bien pour les raffineries.

Les principales canalisations sont : Haoud el Hamra-Arzew (la plus grosse canalisation : d'un diamètre de 34 pouces et d'une capacité de 34 Mt/an), Haoud el Hamra-Bejaia (la plus ancienne canalisation), et Haoud el Hamra-Skikda. In Amenas-La Skhira (Tunisie).

Le tableau suivant illustre les différentes canalisations de pétrole (brut et condensât) en Algérie.

Tableau n° 04 : les pipelines du pétrole brut et condensât en Algérie

Pipeline	Diamètre (pouce)	Longueur Km	Nombre de station	Capacité (MT/an)	Année
HEH-Bejaia (OB1)	24''/22''	660	7	17	1959
In Amenas-Tunisie (OT1)	24''	265	2	13,9	1960
HEH-Arzew (OZ1)	28''	801	6	21,5	1965
Beni Mensour-Alger (OG1)	16''	131	1	3,5	1971
Mesdar- Alger (OH1)	26''	108	1	12	1972
HEH-Skikda (OK1)	34''	637	4	24	1972
El Borma-Mesdar (OD1)	20''	272	1	2,5	1977
In Amenas- HEH (OH1)	30''	630	3	18	1983
H.Berkine HEH (OH3)	30''	292	/	5,2	1999
HEH- Arzew (OZ2)	34''	822	6	34	2002
H.R'mel-HEH(NH1)	8''	306	/	0.7	1960
Ohanet-HEH (NH2)	30''	518	/	8	1961
H.R'mel-Arzew (NZ1)	28''	506	3	21	1978

Source : réalisé par nous-mêmes à partir des données de rapport annuel « OPEC, annual statistical bulletin 2013 ». P 71.

3.2. Les pipelines de gaz naturel (Gazoducs)

Le réseau transport par canalisation compte 14 gazoducs dont 03 transcontinentaux d'une longueur totale de 8689 Km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an.

3.2.1. Les gazoducs internes :

Les principaux gazoducs existant en Algérie sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau n° 05: les pipelines du gaz naturel en Algérie.

Pipeline	Diamètre (pouce)	Longueur km	Nombre de stations	Capacité (MT/an)	Année
H. R'mel-Arzew (GZ0)	24''/20''	509	4	2,8	1961
H.R'mel-Skikda (GK1)	40''	573	5	13,5	1971
H.R'mel-Arzew (GZ1)	40''	507	5	13,6	1676
G.Touil-HMD (GM1)	40''	150	/	6.3	1976
H.R'mel- Isser (GG1)	42''	436	/	7,1	1981
H.R'mel-Arzew (GZ2)	40''	507	5	13,5	1982
Alrar-H.R'mel (GR1)	42''/48''	965	1	5,33	1987
H.R'mel-Arzew (GZ3)	42''	707	5	15,4	1989
H.R'mel- Skikda GK2	42''	773	/	7	/
Alrar-H.R'mel (GR2)	42''/48''	962	3	34	/
Tigentour-H.R'mel(GR3)	42''/ 48''	526	/	8	/

Source : réalisé par nous-mêmes à partir des données de rapport « OPEC, annual statistical bulletin 2013 ». P 75.

D'après ce tableau on distingue 11 canalisations du gaz naturel. La plupart de ces pipelines sont destinée à alimenter les usines de GNL ; en vue d'être consommée sous forme d'énergie par les différents usagers nationaux industriels, commerciaux, administrations ou ménages.

3.2.2. Les gazoducs transcontinentaux

On distingue trois gazoducs transcontinentaux

- Le Gazoduc Pedro Duran Farell (GPDF) : reliant l'Algérie à l'Espagne via le Maroc ;
- Le Gazoduc Enrico Mattei (GEM) : reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie ;
- le MEDGAZ : gazoduc reliant l'Algérie à l'Espagne. Partant de Beni Saf, la canalisation traverse la méditerranée, pour aboutir près d'Almeria sur la côte espagnole.

Le tableau ci-dessous illustre les spécificités techniques de ces trois gazoducs.

Tableau n° 06 : les gazoducs transcontinentaux

Pipelines	Diametre (Pouces)	Longueur (km)	Capacité (Gm³)	Année
GEM	48''	1647	33,5	1982
GPDF	48	521	11,6	1996
MEDGAZ	24	210	8	2011

Source : réalisé par nous-mêmes à partir des données de la revue «Sonatrach, une dimension gazière internationale»

3.2.3. Les gazoducs transcontinentaux en projet

L'Algérie dispose de deux projets de gazoduc international en cours de réalisation²⁶ :

A. Le projet GALSI

Gazoduc Algérie Sicile est un projet qui consiste en la réalisation d'un gazoduc sur une distance de 1 470 km environ, prenant son point de départ de Hassi-R'mel pour aboutir à Castiglione Della Pescaia, au Nord de Rome (Italie). Le tronçon offshore devra relier El Kala (côte algérienne) à l'Italie via la Sardaigne. D'une capacité initiale de 8 milliards de m³/an, il pourra desservir l'Italie, le Sud de la France et les pays européens au Nord des Alpes.

B. Le projet TSGP

Le Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP) est une canalisation destinée à acheminer le gaz naturel vers les marchés européens à partir de la région de « Delta du Niger », au sud du Nigeria, via le Niger et l'Algérie, puis par une conduite sous marine qui traversera la Méditerranée. Le TSGP prendra son départ à Warri (Delta du Niger, Nigeria) jusqu'aux côtes algériennes (Beni Saf ou El Kala).

²⁶ SONATRACH. [www.sonatrache.com/transport-par-canalisation.html], (page consultée le 10/06/2014).

3.3. Les pipelines de GPL

Le tableau suivant représente les canalisations de GPL en Algérie :

Tableau n° 07: les pipelines de GPL

Pipeline Acronyme	Diamètre (pouce)	Longueur km	Nombre de stations	Capacité (MTA)	Année
HEH-Arzew (LNZ1)	12''/16''	801	5	4.15	1973
H.R'mel-Arzew (LZ1)	24''	504	1	6	1983
Alrar-H.R'mel (LR1)	10''/24''	988	4	6,76	1997
Ohanet-G.Touil (LR1)	16''	404	/	7,76	2001
H.R'mel-Arzew (LZ1)	/	/	1	9	2001
H.R'mel-Eldoret	24''	/	/	/	/
H.R'mel-H. Messaoud	12''	/	/	/	/

Source : réalisé par nous-mêmes à partir des données de la carte de réseau de transport par canalisation

Le tableau précédent montre les plus importantes canalisations de GPL en Algérie. La majorité de ces canalisations sont reliées directement vers raffinerie. Cela dans le but de produire le (propane) à utilisation économique en particulier industriel ainsi que la production de (butane) aux usagers domestiques.

4. Le transport maritime des hydrocarbures en Algérie

Depuis des décennies, le transport maritime des hydrocarbures occupe une place très important dans le commerce extérieur. Sur une façade maritime de 1200 km, l'Algérie n'a qu'a profité de cet avantage entant que c'est un pays mono exportateur qui base sur les hydrocarbures.

4.1. Les ports pétroliers en Algérie

L'Algérie dispose de trois ports à hydrocarbures : le port de Bejaia, les ports d'Arzew, le port de Skikda.

4.1.1. Les ports pétroliers d'Arzew

L'entreprise portuaire d'Arzew gère deux ports²⁷ :

A. Le port d'Arzew

Il comporte 08 postes de chargement (GNL, Brut, Condensat, Fuel) avec un tirant d'eau minimum de 9,2 mètres et le maximum est de 20 mètres, la longueur totale des postes est de 1 980 mètres de 4 520 mètres.

B. Le port de bethioua :

Il dispose de 10 postes de chargements avec des profondeurs de 13,5 à 23,5 mètres destinées essentiellement au transbordement de GNL, GPL, Condensat et brut adaptées aux gros tonnages. La longueur totale des postes est de 4 520 m.

4.1.2. Le port de skikda

Il occupe la seconde position en Algérie tant que port à hydrocarbures. On distingue deux ports :

A. Le port mixte de Skikda

Doté à l'origine de 07 postes à quais, le port mixte de Skikda, spécialisé dans le traitement des marchandises diverses, a bénéficié de programmes d'aménagements portuaires d'envergure et qui ont permis d'augmenter substantiellement ses capacités d'accueil. Actuellement il cumule 14 postes d'accostage dont 03 postes pétroliers²⁸.

B. Le nouveau port. EL DJEDID

Il constitue un maillon essentiel du pôle intégré de la plateforme industrielle d'hydrocarbures de Skikda. Avec un trafic annuel global d'environ 23 Millions de tonnes, il assure la livraison des produits d'hydrocarbures raffinés, gazeux, les aromatiques et de pétrole brut et dérivés, de la raffinerie de Skikda aux marchés national et international²⁹.

4.1.3. Le port de Bejaia

Il dispose de 24 postes à quais dont trois situés au bassin de l'avant-port, réservés au chargement des hydrocarbures avec un tirant d'eau de 11,5 à 13,5 mètres et une longueur de 250, 260 et 260 m³⁰.

²⁷ Entreprise portuaire d'Arzew. [<http://www.arzew-ports.com>], (Page consultée le 03/05/2014)

²⁸ Entreprise portuaire de Skikda « annuaire statistique 2013 », [<http://www.skikda-port.com/wp-content/uploads/2014/04/ANNUAIRE-2013.pdf>], (Page consultée le 05/05/2014), p 05.

²⁹ Ibid. p 06.

³⁰ Entreprise portuaire de Bejaia. [<http://www.portbejaia.dz/present.htm>] (Page consultée le 05/06/2014).

4.2. Les bouées de chargement des hydrocarbures

Le tableau n° 08 représente les bouées du chargement de pétrole brut et condensât dans les ports pétroliers en Algérie.

Tableau n° 08: les ports pétroliers et bouées de chargement en Algérie

Ports	Nombre de bouées de type spm	Produits	La capacité Mt/an
Arzew	2	Pétrole	80 000 à 320 000
Skikda	2	Pétrole brut et condensât	
Bejaia	1	Pétrole brut et condensât	

Source : http://www.mem-algeria.org/actu/comn/pubt/Presentation_TRC.pdf

En plus des nombreux postes de chargement à quai, les trois (03) ports sont équipés de cinq (05) bouées de chargement de pétrole en mer (de type SPM) qui permettent les accostages de tankers de gros tonnage, ce qui augmente considérablement les capacités portuaires et diminue le temps de chargement.

Elles sont placées à plusieurs kilomètres au large des ports d'Arzew - Skikda - Bejaia. Ces bouées de chargement off-shore sont conçues pour charger, dans des conditions climatiques sévères, des tankers de capacités allant jusqu'à 320 000 tonnes.

Chacune des bouées off shore dispose d'un débit de chargement de 10 000 tonnes/heure³¹.

4.3. La filiale de Sonatrach Hyproc pour le transport maritime

Filiale à 100% de Sonatrach, Hyproc Shipping company, s'est imposée comme maillon décisif de la stratégie de valorisation et de commercialisation des hydrocarbures du groupe Sonatrach. Cette dernière, occupe le 2^{ème} rang mondial des exportateurs de GPL après la Russie et le 6^{ème} rang mondial des exportateurs de GNL après le Qatar, l'Australie, la Malaisie, L'Indonésie et le Nigeria.

Hyproc shipping company est une société par actions au capital de 12 milliards de dinars, détenue entièrement par la société de Valorisation des hydrocarbures (SVH) agissant pour le compte du groupe SONATRACH³².

³¹ Transport par canalisation. [http://www.mem-algeria.org/actu/comn/pubt/Presentation_TRC.pdf] (Page consultée le 10/06/2014), p 13.

³² <http://www.hyproc.dz/fr/presentation.htm>

4.4. La flotte maritime de Hyproc SC

Hyproc SC dispose d'une flotte de 16 navires qu'elle gère en toute propriété et en partenariat³³ :

- 8 navires transporteurs de GNL chargeant des terminaux d'Arzew et de Skikda à destination des clients de Sonatrach.
- 6 navires transporteurs de GPL assurant des livraisons aussi bien en cabotage national qu'en trafic international.
- 2 navires bitumiers pour le transport du bitume.

³³ <http://www.hyproc.dz/fr/potent.htm>

Conclusion du chapitre

Sonatrach exclusivement est l'unique entreprise qui assure l'acheminement des hydrocarbures en Algérie. Elle dispose d'un réseau de canalisation d'une longueur de près de 19 699 Km, Ainsi que 16 transporteurs maritimes (navires). À travers l'activité de transport par canalisation, la Sonatrach a réussi en 2013 à évacuer des quantités importantes des hydrocarbures, dont 47,9 millions tonnes (Mt) du pétrole brut, 80,2 milliards m³ du gaz naturel et 8,6 Mt condensat, GPL 6,4 GPL.

En plus de l'activité de transport par canalisation. La Sonatrach gère trois ports pétroliers (Arzew, Bejaia, Skikda), ces derniers sont équipés de 24 quais ainsi que 05 bouées pour les chargements pétroliers.

Introduction du chapitre

Dans le cadre d'élaboration notre travail de recherche, nous avons choisi la société SONATRACH et plus précisément, la direction régionale de Bejaia. Ce choix a pour objectif de faire une étude sur les éléments essentiels d'un coût du transport des hydrocarbures.

Cette direction fait partie de l'activité ou la branche transport par canalisation (TRC) qui est une des quatre branches d'activité de la SONATRACH avec l'activité amont (les activités de recherche, d'exploitation, de développement et de production d'hydrocarbures), l'activité aval (la liquéfaction de gaz naturel, la séparation de GPL, le raffinage, la pétrochimie) ainsi que l'activité commerciale.

Pour la réalisation de ces objectifs, nous allons traiter cette étude dans trois sections. La première sera consacrée à la présentation de l'organisme d'accueil SONATRACH et plus précisément la direction régionale de Bejaia (DRGB) ; la deuxième exposera la méthode de calcul de coût du transport des hydrocarbures acheminées par les canalisations ; en fin. La troisième sera sur la démarche d'exportation des hydrocarbures au sein de la direction régionale de Bejaia.

Section 01 : présentation de l'organisme d'accueil

Avant d'aborder comment se fait le transport par canalisation des produits hydrocarbures au sein de l'entreprise d'étude. Chaque entreprise présente des spécificités que ce soit de structure ou d'activité

Dans cette section nous représenterons les repères historiques de SONATRACH, son activité et son organigramme, en suite la représentation de la région transport centre ses missions, sa situation géographique et la description de la direction régionale de Bejaia (DRGB).

1. Historique et missions

La compagnie française de pétrole en Algérie (CFPA) et la société nationale de recherche et d'exploitation du pétrole en Algérie (SNEPA) ont donné naissance à la société de gérance (SOPEG) en mars 1959, dont le siège était à Paris en France.

La SOPEG avait pour mission le transport par canalisation d'un oléoduc de Haoud-EL-Hamra au terminal pétrolier de Bejaia jusqu'à 1971.

C'est en 31/12/1963, que la SONATRACH a été créée, à partir du décret N° 63-491¹, où elle devait s'occuper du transport et de la commercialisation des hydrocarbures uniquement. C'est à partir du décret n° 66-292² du 22/09/1966, que la SONATRACH ; en plus du transport et de commercialisation ; sera chargée de la production, de la recherche et de la transformation des hydrocarbures.

Le 24/02/1971, est marquée par la récupération totale des richesses pétrolières et, gazières. La nationalisation des hydrocarbures décidée par l'Algérie place la compagnie nationale des hydrocarbures (sonatrach) dans une nouvelle dynamique. Une planification de plus en plus rigoureuse est mise en place, les objectifs de Sonatrach étaient alors l'extension de toutes ses activités à l'ensemble des installations gazières et pétrolières et l'atteinte de la maîtrise de toute la chaîne des hydrocarbures. Cette année a été marquée aussi par l'acquisition du premier méthanier baptisé au nom du gisement gazier Hassi R'Mel.

Durant les années 80, Sonatrach s'est engagée selon un plan quinquennal dans un nouveau processus de restructuration et de réorganisation étendue, qui a abouti à la création de 17

¹Ministère de l'énergie et des mines. [<http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=historique-5>], (Page consultée le 20/05/2014).

² Etudie. [<http://www.etudier.com/dissertations/Historique-Du-Complexe/26336.html>], (Page consultée le 20/05/2014).

entreprises (NAFTAL , ENIP ,ENGTP , ENAC...). Après sa réorganisation et sa structuration elle s'est mise sur des nouvelles bases que constituent les activités :

- Exploration et recherche.
- Exploitation des gisements d'hydrocarbures et transformation de gaz.
- Le transport par canalisation
- La commercialisation.

L'objectif visé par la SONATRACH à travers ces réorganisations structurelles était l'adoption d'un système de décideurs fonctionnel, c'est-à-dire le fonctionnement de l'exercice du pouvoir, pour évoluer vers un schéma du groupe, en constituant des branches d'activités autonomes et leur filiation.

La SONATRACH est la première société du continent africain de son genre avec un chiffre d'affaire de 72 milliards de dollars³. Elle est classée 12 parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2^{ème} exportateur de gaz naturel ; sa production globale en 2012 (tous produits confondus) est de 202 millions de tonnes, ses activités constituent environ 30% de PNB de l'Algérie, elle emploie environ 41 200 salariés (120000 salariés avec ses filiales).

Aujourd'hui, la SONATRACH assure les missions stratégiques centrées sur la recherche, la production, le transport, le traitement, la liquéfaction du gaz naturel, l'approvisionnement du marché national et de la commercialisation d'hydrocarbures, liquides et gazeux sur le marché international.

2. Les activités de la SONATRACH

On distingue quatre activités qui sont : l'amont, l'aval, le transport et la commercialisation.

2.1. L'activité amont

L'Activité Amont recouvre les métiers de recherche, d'exploration, de développement et de production d'hydrocarbures. Sonatrach opère dans des gisements géants, dans différentes régions du Sahara algérien, tels que Hassi Messaoud, Hassi R'Mel, Hassi Berkine, Ourhoud, Tin Fouyé Tabankort, Rhourde Nouss, In Salah et In Amenas, en effort propre ou en association avec des compagnies pétrolières étrangères.

³ Ramouche. K. « Dernier classement de « jeune affrique » sonatrach reste la première entreprise africaine ». publié dans le Liberte le 23/10/2013. [<http://www.liberte-algerie.com/finances/sonatrach-reste-la-premiere-entreprise-africaine-dernier-classement-de-jeune-afrique-209074>], (Page consultée le 23/05/2014).

La répartition géographique sur la base d'un découpage du domaine minier en plusieurs provinces pétrolières plus ou moins homogènes, donne ce qui suit :

- 67 % des réserves en huile et en gaz sont renfermées dans les provinces de Oued Mya et de Hassi Messaoued, où sont situés les deux gisements géants de Hassi R'mel (gaz) et Hassi Messaoued (huile) ;
- Le bassin d'Illizi occupe la 3^{ème} position avec 14 % des réserves initiales en place ;
- Puis viennent les bassins de Rhourde nousse 9 %, Ahnet Timimoune 4 % et le bassin de Berkine.

2.2. L'activité transport par canalisation

L'activité transport par canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, GPL et condensat) et dispose d'un réseau de canalisation de près de 18 512 Km.

Le réseau transport par canalisation compte 20 oléoducs d'une longueur de 9 883 Km, avec une capacité de transport de 145 Millions Tonnes. Ainsi que 14 gazoducs d'une longueur totale de 8629 Km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an.

Sonatrach dispose également de nombreux postes de chargement à quai de gaz et de pétrole au niveau de trois ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures sur les villes côtières que sont Arzew, Bejaia et Skikda. Les 03 ports sont équipés de 5 bouées de chargement de pétrole en haute mer.

Les centres de dispatching comptent parmi les installations névralgiques de l'Activité. Le Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides (CDHL), se trouve à Hassi Messaoud (Haoud El Hamra). Le Centre National de Dispatching Gaz (CNDG), se situe à Hassi R'mel. C'est le point où se fait la collecte et le dispatching du gaz à travers les gazoducs vers les clients nationaux (Sonelgaz, clients tiers et autoconsommations des unités de Sonatrach) et internationaux (livraison aux complexes de liquéfaction et des gazoducs transcontinentaux : PEDRO DURAN FARELL, ENRICO MATTEI et MEDGAZ). Sonatrach, à travers l'activité Transport par Canalisation, dispose de: 82 stations de pompage et de compression. 39 stations de pompage sont destinées au brut.

2.3. L'activité aval

L'activité aval prend en charge le développement et l'exploitation de la liquéfaction de gaz naturel, la séparation de GPL, le raffinage, la pétrochimie et la valorisation des gaz industriels. SONATRACH dispose à travers l'activité Aval de :

- Quatre (04) complexes de GNL, 03 à Arzew et 01 à Skikda, d'une capacité totale de production de 44 milliards m³ de GNL/an.
- Deux (02) complexes de GPL à Arzew, d'une capacité totale de production de 09 millions de tonnes/an.
- Deux (02) complexes pétrochimiques, l'un à Arzew et le second à Skikda.
- Une (01) unité de polyéthylène haute densité (PEHD) appartenant à l'entreprise nationale des industries pétrochimique (ENIP).
- Deux (02) unités d'extraction d'hélium : une à Arzew et une à Skikda.
- Cinq (05) raffineries :
 - Une (01) à Alger avec une capacité de traitement de pétrole brut de 2,7 millions de tonnes/an.
 - Une (01) à Skikda avec une capacité de traitement de pétrole brut de 7,5 millions de tonnes/an.
 - Une (01) à Arzew avec une capacité de traitement de pétrole brut de 2,5 millions de tonnes/an.
 - Une (01) à Hassi Messaoud avec une capacité de traitement de pétrole brut de 1,1 millions de tonnes/an.
 - Une (01) Adrar en partenariat avec une capacité de traitement de pétrole brut de 600000 tonnes/an.

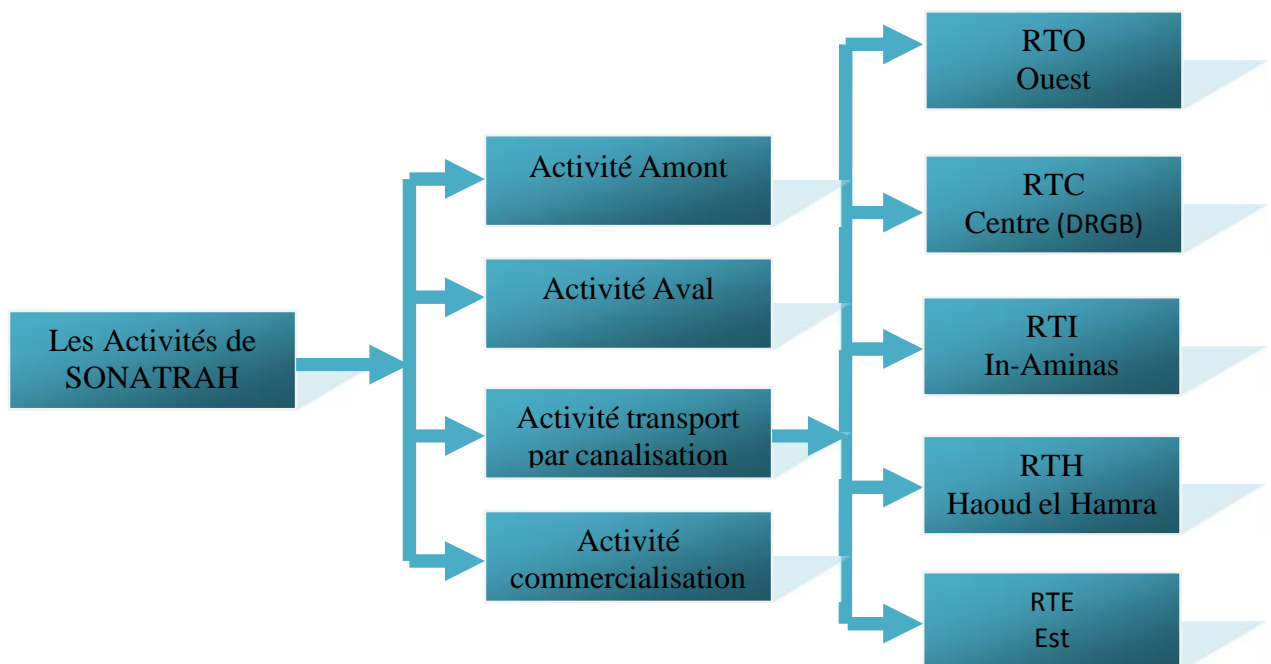
2.4. L'activité commercialisation

L'activité Commercialisation a pour missions l'élaboration et l'application de la stratégie de Sonatrach en matière de commercialisation des hydrocarbures sur le marché intérieur et à l'international par les opérations de trading (vente) et de shipping. Ces opérations sont menées en coopération avec les filiales NAFTAL pour l'approvisionnement du marché national en produits pétroliers et gaziers (GPL), HYPROC SC pour le transport maritime de ces produits. Ainsi que, la société de Conditionnement et Commercialisation des Gaz industriels (COGIZ) pour la commercialisation des gaz industriels.

L'activité commercialisation gère les interfaces et les opérations avec les autres opérateurs nationaux pour satisfaire la demande du marché national dans les meilleures conditions économiques et de qualité de service. La société nationale NAFTAL, filiale de Sonatrach à 100%, intervient dans les domaines de l'enfûtage des GPL, du stockage et de la distribution des carburants, lubrifiants, GPL/carburant, pneumatiques et produits spéciaux.

Afin d'honorer ses engagements envers ses clients étrangers, SONATRACH, à travers la filiale Hyproc Shipping Company, possède d'une flotte maritime importante. Elle se répartit comme suit : (19) navires de transport (10 GPL) et (09 GNL) et se positionne comme un acteur majeur dans l'exportation du GPL et du GNL dans le bassin euro-méditerranéen. Elle ambitionne de développer sensiblement ses parts de marché aux USA et en Asie, notamment en Chine et en Inde.

Schéma n° 01: Les activités de la SONATRACH



Source : Document interne de SONATRACH

3. Présentation de la Région Transport Centre (RTC)

Ce titre a pour objectif d'expliquer la structure de la région de transport centre (RTC) ou bien la direction régionale de Bejaia (DRGB), qui est une filiale de la SONATRACH qui consiste à gérer le transport des hydrocarbures.

3.1. Histoire de la Région de Transport Centre (RTC)

SOPEG (société pétrolière de gérance), fut créée le 12 mars 1957 implantée à Bejaïa dont le siège était à Paris (France), sa mission était d'assurer le transport par canalisation du pétrole via un oléoduc qui s'étend de « Haoud El Hamra » situé à 25 km de Hassi Messaoud jusqu'au terminal pétrolier de Bejaia.

C'est à partir de 1958 que furent construites les installations nécessaires à la réception des pétroliers dans l'avant port de Bejaia.

Les premières expéditions du pétrole brut à partir de Haoud El Hamra au port de Bejaia ont été réalisées en août 1959. Le premier décembre 1959 a été chargé le premier pétrolier vers la France.

Le 31 décembre 1963, après l'indépendance, le SOPEG a pris le nom de SONATRACH par le décret n°63/61.

Elle avait pour tâche le transport et la commercialisation des hydrocarbures, dont la direction régionale de Bejaïa DRGB qui est l'une des cinq régions de la branche de transport par canalisation (TRC), relevé de la division exploitation d'activité de transport par canalisation de SONATRACH.

3.2. La situation géographique de la RTC

Le tableau suivant représente la répartition de l'espace occupé par la direction régionale de Bejaia comme suit :

Tableau n° 09: la répartition de l'espace occupé par la DRGB

	Terminal « sud et nord ». (m²)	Port pétrolier (m²)	Foyer (m²)
Surface clôturé	516 135	19 841	/
Surface des bacs	43 688	1 600	/
Surface couverte	7 832	300	1 152
Total	567 655	217 41	1 152

Source : réalisé par nous-mêmes à partir des données de la DRGB.

La direction régionale de Bejaia (DRGB) est implantée dans la zone industrielle à 02 km au nord ouest de la ville de Bejaia en deux parties coté nord et coté sud qui répartirent d'après le tableau (N° 09) comme suit :

- Terminal « sud et nord » occupe une superficie de 567 655 m² ;
- Le port pétrolier occupe une surface de 21741 m² ;
- Le foyer occupe une surface couverte de 1155 m².

3.3. Présentation des structures d'organisation de la RTC

La direction régionale est chargée de concevoir, de coordonner et de contrôler les actions liées à la gestion et au développement de l'entreprise.

La direction régionale représentée par le directeur régional puis à son tour est assisté par un chargé de la sureté interne et d'un chef département HSE et d'un chef centre d'informatique et enfin de quatre sous directions.

3.3.1. Assistant du directeur

Il est chargé de la gestion :

- La sureté interne
- Agent de sécurité
- Patriotes : Qui ont la charge de veiller à la sécurité de la ligne contre des actes de sabotage et de terrorisme.

3.3.2. Département d'hygiène, sécurité et environnement(HSE)

Il a pour mission la protection et la sauvegarde du patrimoine humain et matériel de la RTC, et aussi le bon cheminement du transport des hydrocarbures donc chargé par le volet sécurité industrielle , il est composé de trois services :

- Service prévention.

- Service environnement.
- Service intervention.

Aussi il assure certaines tâches comme :

- Organiser des campagnes de sensibilisations et de prévention.
- Protéger le matériel en effectuant des contrôles sur les appareils pressions de gaz (chaque cinq ans) et les appareils de lavage et manutention (tous les ans).
- Sauvegarder l'environnement notamment en dépolluant les sites pollués en cas de fuite et en analysant l'eau de consommation.
- Intervenir pour affronter les accidents de travail.

3.3.3. Le centre informatique

Il a pour mission de développer, installer et d'exploiter des applications informatiques pour le compte de la TRC et des autres directions régionales et offrir assistance aux personnels de la RTC lors de l'utilisation des moyens informatiques (réseaux...).

3.3.4. Les sous directions

On distingue quatre sous directions

A. La sous direction technique

Elle comporte quatre départements

➤ **Département maintenance (MNT)**

La mission principale de ce département est de veiller au maintien en bon état des installations techniques de la région, c'est-à-dire, d'assurer la maintenance des équipements industriels le long de la ligne (pompes, turbines, groupes diesel). Elle est donc dotée de services électricité, instrumentations et mécanique.

➤ **Département protection des ouvrages (PTO)**

Ce département a pour but, la protection des ouvrages contre la corrosion (protection cathodique), les actions humaines volontaires et involontaires liées à des erreurs de manipulation (effet de marteau) et les actions de nature (glissement de terrain).

➤ **Département de travaux neufs (TNF)**

Son but est l'élaboration des cahiers de charge et l'étude et le suivi des projets d'investissement de la TRC dans les différents domaines.

➤ **Département approvisionnement et transport (ATR)**

Il est chargé d'alimenter la TRC en matériel nécessaire et leur gestion (pièces détachées) de faire face à tous ses achats et d'assurer le transport du personnel, à travers ses cinq services (achat, gestion des stocks, gestion technique, transport, entretien et réparation).

B. Sous direction administration :

Cette sous direction est composée de trois départements :

➤ **Département ressources humaines et communication (RHC)**

Il a pour rôle la recherche et l'acquisition du potentiel humain en nombre et en qualité, sa préservation et son développement qualitatif (formation).

➤ **Département administration et social (ASL)**

Ce département veille sur le respect des lois en vigueur qui régissent les relations de travail comme il gère le personnel de la RTC (pointage remboursement des frais de mission, congé).

➤ **Département moyens généraux (MOG)**

Sa fonction est de fournir le soutien logistique de l'entreprise et assurer la restauration du personnel ainsi que la prise en charge des missionnaires lors de leur déplacement.

C. Sous direction finances et juridique

Elle comporte trois départements :

➤ **Département budget**

Il se compose de deux services comme suite :

- **Service budget :** le rôle de ce service est l'élaboration du budget, son suivi et son contrôle.
- **Service contrôle de gestion :** il coordonne et contrôle les activités des sections comptabilité et informations de gestion.

➤ **Département finances**

Le département finance a pour rôle la tenue de la comptabilité générale et de la trésorerie de l'entreprise c'est-à-dire prend en charge la gestion comptable et financière.

➤ **Département juridique**

Son rôle est d'intervenir que chaque fois les intérêts de la RTC sont mis en jeu pour veiller à l'égalité des transactions. Ce département peut fournir aides et conseils juridiques aux autres structures.

D. Sous direction exploitation

Elle s'occupe de toutes les installations dans la région sur le plan de l'exploitation et du transport des hydrocarbures. Elle se divise en deux départements :

➤ Département exploitation liquide (EXL)

Il est chargé de l'exploitation, désinstallations du pétrole il gère deux ouvrages transportant du pétrole brut il entre Haoud El hamra et le terminal de Bejaia OB1 et un autre de béni Mansour a la raffinerie d'Alger OG1.

Ce département est le cœur de l'activité de la RTC, en plus des deux ouvrages il gère aussi six stations et deux terminaux.

- SP1 bis situé a Djamaa el oued.
- SP2 située a Biskra.
- SP3 situé a M'Sila
- SBM situé a Beni Mensour Bouira
- TA situé a Bejaia.
- TRA situé a Alger.

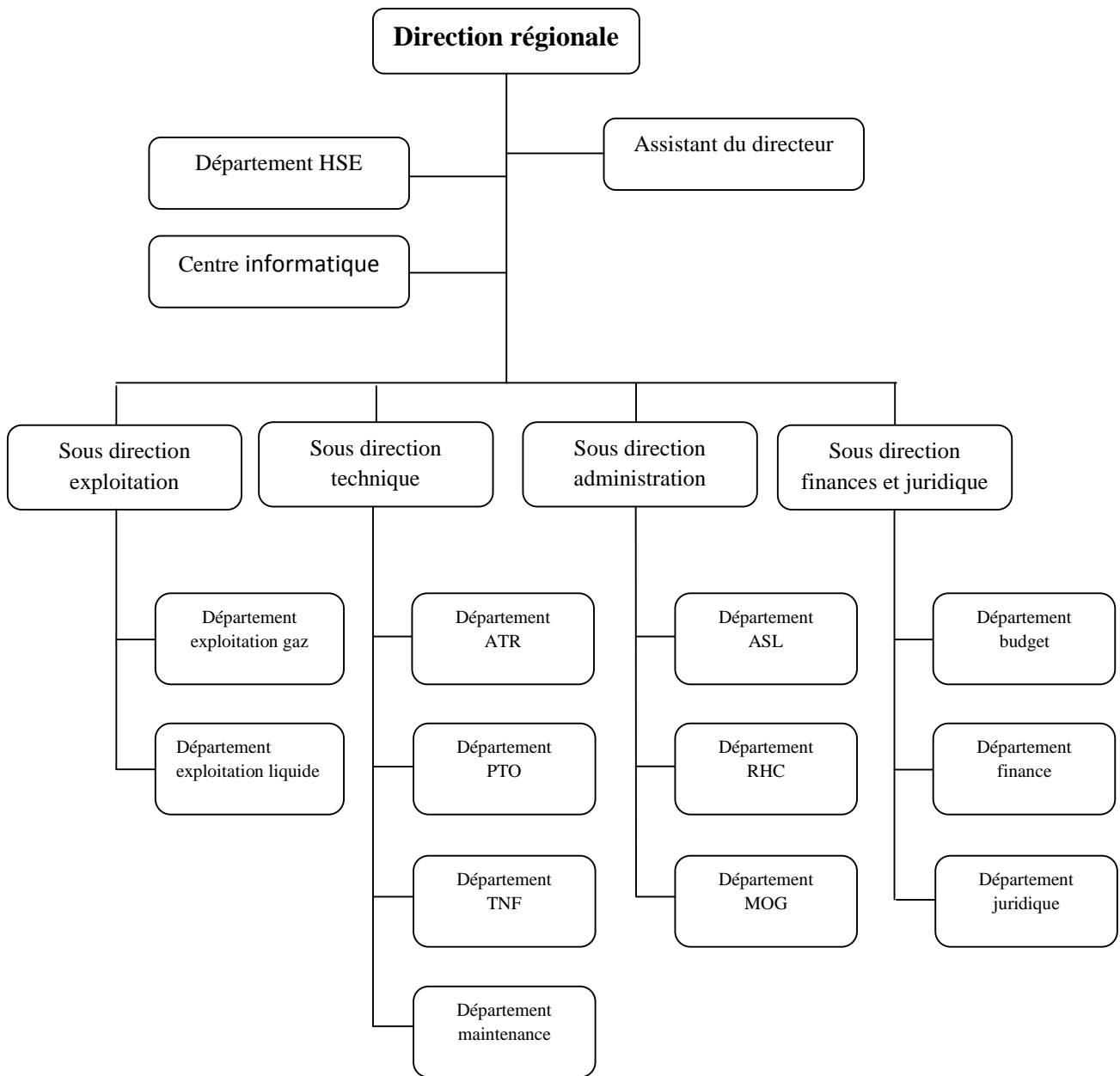
➤ Département exploitation gaz (EXG)

Il est chargé de l'exploitation du gazoduc entre Hassi R'mel et Isser (Boumerdès) pour l'alimentation des centrales électriques, des citoyens et des usines.

Il gère aussi deux stations :

- SC3 station de compression située à Moudjbara, Djelfa.
- GG1 BM situé a Bordj Menaiel.

Schéma n° 02: Organigramme de la Direction Régionale de Bejaia



Source : Document interne de SONATRACH

Section 02 : le calcul de coût du transport

Dans cette section nous allons faire une présentation par des fiches techniques sur les ouvrages de transport gérés par la TRC. En suite un aperçu sur les quantités transportée du pétrole brut acheminée par l'oléoduc HeH-Bejaia et le gazoduc Hassi r'mel-Isser. En fin le calcul du coût de transport de pétrole brut et condensant ainsi que le gaz naturel.

1. Fiche technique des ouvrages de transport par canalisation

La DRGB gère trois pipelines, les deux oléoducs (Houad el Hamra-Bejaia et Beni Mensour-Alger) ainsi que le gazoduc (Hassi R'mel-Bourdj Meneil).

1.1. Ouvrage 24 puces OB1 (Haoud El Hamra - Bejaia)

Nous allons présenter les spécificités techniques de l'oléoduc HeH-Bejaia.

1.1.1. Canalisation HeH-Bejaia

L'oléoduc HeH- Bejaia est un pipeline qui transporte du pétrole brut et condensât. Mis en service par les autorités françaises en 1959, sur une longueur de 668 km. Son diamètre est 24 puces du PK 0 au PK 540 et de 20 puces du PK 540 au terminal d'arrivée à Bejaia.

1.1.2. La capacité de stockage

Contienne 09 bacs de stockage d'une capacité totale de $282\,900\text{ m}^3$; 08 bacs de $280\,000\text{ m}^3$ et un seul de $2\,900\text{ m}^3$. Ainsi que deux stations : la première est SP2 qui dispose de 03 bacs d'une capacité de stockage du $20\,400\text{ m}^3$, la deuxième est SP3 qui dispose aussi de 03 bacs mais leurs capacité de stockage est de $42\,900\text{ m}^3$.

1.1.3. Terminal arrivée Bejaia et le port pétrolier

Le terminal arrivée à Bejaia dispose de 17 bacs de stockage d'une capacité totale de $622\,900\text{ m}^3$, (12 bacs de $420\,000\text{ m}^3$, 4 bacs de $200\,000\text{ m}^3$ et 1 bac de 2900 m^3).

- Installations de pompage :

Le terminal arrivée de Bejaia dispose de 14 électropompes, 11 électropompes d'une puissance totale de 5 206 KW, sont dédiées pour le port pétrolier, et 03 électropompes d'une puissance totale de 15 000 KW.

- Le port pétrolier

Le port pétrolier a une superficie de 75 hectares et doté de trois postes à quai.

- Poste 01 : le tirant d'eau maximum après le chargement est de 11,5 m. et une capacité de chargement de 30 000 tonnes ;
- Poste 02 : le tirant d'eau maximum après le chargement est de 12,5 m. et une capacité de chargement de 60 000 tonnes ;
- Poste 03 : le tirant d'eau maximum après le chargement est de 13 m. et une capacité de chargement de 85 000 tonnes ;
- Déballistage : Dispose de 02 bacs de 12000 m³ chacun ;
- Une bouée SPM à environ 7 km du port de Bejaia.

1.2. Oléoduc 20 pouces D/OG1 Beni Mansour-Alger

Les spécificités techniques de L'oléoduc SBM-Alger sont les suivants :

1.2.1. Canalisation

L'oléoduc Béni Mansour est un pipeline qui transporte du pétrole brut vers la raffinerie d'Alger située à Sidi Arcine depuis 1970, il est d'une longueur de 144 km, et d'un diamètre de 16 pouces.

1.2.2. Stockage

La capacité de stockage dans la ligne SBM est de 05 bacs, 02 bacs de 12 000 m³ pour chacun au niveau de la station Béni Mansour et 3 bacs de 35 000 m³ pour chacun au niveau de terminal d'Alger appartenant à la raffinerie d'Alger.

1.2.3. La station de pompage

La station de pompage de l'oléoduc Béni Mansour-Alger dispose de 04 groupes principaux d'une capacité de 3 300 CV, et de 03 boosters d'une capacité totale de 800 CV.

1.3. Le gazoduc Hassi R'mel-Isser

La TRC achemine le gaz naturel par le gazoduc Hassi R'mel – Oued Isser (bordj menail).

1.3.1. Canalisation Hassi R'mel-Isser

Il est d'un diamètre de 42 pouces et d'une longueur de 437 Km, il approvisionne en gaz naturel de puis 1981 toutes les villes et pôles industriels du centre du pays, sa capacité est de 7,1 milliard de m³ par an.

2. La quantité transportée des hydrocarbures pendant l'année 2013

Notre choix d'étude est basé sur les données de l'année 2013, à cause de non disponibilité des résultats finale concernant le premier trimestre de 2014. C'est un bilan effectué par les agents de la sous direction exploitation. Dont le but est de calculer la quantité du pétrole brut et du gaz naturel transporté pendant une année par les oléoducs HEH-Bejaia et Sbm-Alger. Ainsi que le gazoduc H.R'mel-Isser.

2.1. Les réalisations de 2013 en pétrole (brut et condensât)

Le tableau suivant représente les prévisions et les réalisations de la quantité transportée du pétrole (brut ou condensât), par l'oléoduc Heh-Bejaia et Sbm-Alger en 2013.

Tableau n° 10 : la quantité transportée du pétrole (brut et condensât) en 2013.

	Pétrole (tonnes métrique)
Prévisions	8 870 400
Réalisation	11 550 681
Ecart	+ 26802281
%	130,22

Source : document interne du département d'exploitation liquide de la DRGB

D'après le tableau. On remarque que la totalité des réalisations sont de 11 550 682 tonnes soit une variation de 2 680 281 tonnes par rapport aux prévisions données par le service commercial de SONATRACH (DRGB) qui sont de 8 870 400 tonnes, donc en terme de pourcentage les réalisations représentent 130,22 % des prévisions.

2.2. La quantité transportée du gaz naturel en 2013

Le tableau ci-dessous représente les prévisions et les réalisations des quantités transportées du gaz naturel via le gazoduc Hassi R'mel - Bordj Menail (isser)⁴ en 2013.

⁴ le gazoduc Hassi R'mel - Bordj Menail est géré par la DRGB.

Tableau n° 11 : les prévisions et les réalisations du gaz naturel en 2013

	Gaz naturel (Mm³)
Prévisions	4,870
Réalisations	5,634
Ecart	0,764
%	115,68

Source : document interne de département exploitation gaz de la DRGB

D'après le tableau précédent, pendant l'année 2013 on a marqué un écart prévision-réalisation de 115,68 %. Les réalisations représentent 5,634 milliards m³ soit une variation de 0,764 milliard m³ par rapport aux prévisions proposées par le service commercial de SONATRACH (DRGB) qui sont de 5,634 milliard m³.

3. Le coût de transport du pétrole (brut, condensât) et gaz naturel

Pour arriver à déterminer les coûts de transport des hydrocarbures liquides et gazeux au sein de l'organisme d'accueil, il a fallu saisir toutes les charges des trois canalisations par nature et par destination. En ce qui concerne les charges directes, elles ont été imputées directement aux canalisations concernées.

Le pétrole brut et le condensât étant transportés par une même canalisation, leur coûts de la TEP est donc identique, le problème n'est pas posé pour le gazoduc Hassi R'mel - Bordj Menail (GG1 42 pouces) par lequel un seul produit y transite.

La lecture des tableaux suivants nous donne dans les détails par nature et par destination tous les éléments entrant dans le calcul de la détermination d'un coût du transport.

3.1. Le coût de transport sur l'oléoduc HEH /Bejaia

Le calcul de coût du transport de pétrole brut et condensât s'effectue comme suit :

3.1.1. Le coût opératoire

Le coût opératoire (appelé également un coût de production), sont l'ensemble des charges globales directes et les liaisons entre les unités de production ou bien les liaisons inter filiales. Le tableau suivant montre comment s'effectue le calcul d'un coût opératoire.

Tableau n° 12: le coût opératoire (HEH-Bejaia)

Désignations	Montants en DA	%
+ Matières et fournitures et le pétrole brut consommé	496 163 000	22,81
+ Services	152 762 000	7,02
+ Frais de personnel	783 245 000	36,02
+ Impôts et taxes	112 891 000	5,19
+ Frais financiers	5 678 000	0,26
+ les liaisons inter unités	878 000	0,05
Cout opératoire	1 551 617 000	71,35

Source : réalisé par nous mêmes à partir des données de la sous direction finance et juridique au sein de la DRGB

Le total de coût opératoire enregistré est de : **1 551 617 000** DA, avec une part de 71,35 du total de coût du transport. D'après le tableau (n° 12) les frais de personnel ont a enregistré un total de 783 245 000 DA soit 36,02 du coût de transport, suivi par les matières et fournitures avec une part de 22,81% du total des coûts. Les services, les frais financières et les impôts, ainsi que liaison inter unité ont enregistrée des pars moins important respectivement avec 7,02%, 5,19% et 0,26 ainsi que 0,05.

3.1.2. Le coût du capital

Le coût du capital est l'ensemble des frais qui touchent d'une façon directe le capital social d'une société tels que l'intérêt payé sur les prête, l'assurance sur les installations technique, et les amortissements.

Tableau n° 13 : les coûts du capital (HEH-Bejaia)

Désignation	Montant en DA	%
+ Intérêt sur les emprunts	5 628 000	0,26
+ Assurance sur les installations techniques.	23 632 000	1,09
+ amortissements, provisions et résorptions	191 453 000	8,8
Total	220 713 000	10,15

Source : réalisé par nous-mêmes à partir des données de la sous direction finance et juridique au sein de la DRGB

Le coût du capital est égale a **220 713 000** DA, soit 10,15 % du coût total du transport. Le montant enregistré dû aux amortissements effectuée au cours de l'année et qui représente une part de 8,8 % du coût de transport. L'assurance sur les installations techniques et unité de production a marqué un taux de 1,09 %, ainsi que l'intérêt sur les emprunts marque une part faible de 0,26 % du total des frais de transport.

3.1.3. Les frais de siège

C'est l'ensemble des charges liées de façon directe au siège de la société et les charges commune avec les autres départements, ainsi que les frais de soutien d'une région.

Tableau n° 14 : les frais de siège

Désignations	Montant en DA	%
+ frais de siège RTC	142 894 000	6,57
+ frais de siège entreprise	26 718 000	1,23
+ frais de soutien des régions	232 745 000	10,7
Frais de Siège	402 357 000	18,5

Source : réalisé par nous même à partir des données de la sous direction finance et juridique au sein de la DRGB

L'ensemble des frais de siège est égale à **402 357 000** DA, soit 18,5 % de la totalité du coût de transport. Ce taux a été enregistré après avoir donnée des soutiens à une autre région du transport par canalisation qui représente 10,7 du coût de transport total. Les frais de siège RTC représente 6,57 % du coût global de transport, et en fin les frais de siège entreprise avec une part de 1,23 % de la totalité.

Après avoir calculé les différents coûts, on peut déterminer donc le coût de transport du pétrole brut et du condensât qui ont été transporté par l'oléoduc HEH-Bejaia.

Coût de transport = Coût opératoire + Coût du capital + Frais de siège.

Coût de transport = 1 551 617 000 + 220 713 000 + 402 357 000

Coût de transport = **2 174 687 000 DA**

Le coût de transport enregistré durant l'année 2013 sur l'oléoduc HeH-Bejaia est de 2 174 687 000 dinars algérien.

3.2. Le coût de transport sur l'oléoduc SBM /TRA

Pour déterminé le coût du transport de pétrole brut destiné a la raffinerie d'Alger on suivre les mêmes étapes que celle précédente de l'ouvrage HeH-bejaia

Tableau n° 15 : coût du transport (ouvrage SBM/TRA)

Désignations	Montants en DA	%
+ Matières et fournitures et le pétrole brut consommé	35 231 000	5,01
+ Services	32 561 000	4,63
+ Frais de personnel	561 834 000	80,02
+ Impôts et taxes	762 000	0,13
+ Frais financiers	684 000	0,1
+ liaison inter unités	0	0
Coût opératoire	631 072 000	89,89
+ Intérêt sur les emprunts	0	0
+ Assurance sur les installations techniques.	2343 000	0,33
+ amortissements, provisions et résorptions	9245 000	1,32
Coût du capital	11 588 000	1,65
+ frais de siège RTC	49 894 000	7,10
+ frais de siège entreprise	6 768 000	0,96
+ frais de soutien des régions	2 745 000	0,4
Frais de siège	59 407 000	8,46
Coût du transport	702 067 000	100

Source : réalisé par nous mêmes à partir des données de la sous direction finance et juridique au sein de la DRGB.

Coût du transport = Coût opératoire + Coût du capital + Frais de siège.

Coût du transport = 631 072 000 + 11 588 000 + 59 407 000

Coût du transport = **702 067 000 DA**

Le coût d'acheminement du pétrole brut de la station de Beni mansour vers la raffinerie d'Alger est de 702 067 000 DA. On remarque que le coût opératoire a enregistré une part importante qui est de 89,89 % soit 631072000 DA du totale de coût du transport dont on a enregistre une part de 80 % destiné aux frais de personnel soit 561 834 000 DA. Les frais de siege et le coût du capital représente que 8,46 % et 1,65 successivement du coût de transport.

3.3. Le coût de transport sur le gazoduc Hassi R'mel / O. Issers

On suit les mêmes étapes précédentes, on distingue le coût de transport du gaz naturel approvisionné vers les villes et pôles industriels du centre du pays.

Tableau n° 16: coût du transport sur l'ouvrage (Hassi R'mel/O. Issers)

Désignations	Montants en DA	%
+ Matières et fournitures et le pétrole brut consommé	16 460 000	2,79
+ Services	22 100 000	3,74
+ Frais de personnel	409 880 000	69,53
+ Impôts et taxes	112 219 000	19,04
+ Frais financiers	198 000	0,04
+ liaison inter unités	6 800 000	1,15
Coût opératoire	567 657 000	96,29
+ Intérêt sur les emprunts	0	0
+ Assurance sur les installations techniques	291 000	0,05
+ amortissements, provisions et résorptions	11 217 000	1,9
Coût du capital	11 508 000	1,95
+ frais de siège RTC	7 228 000	1,23
+ frais de siège entreprise	1 956 000	0,33
+ frais de soutien des régions	1 166 000	0,2
Frais de siège	10 350 000	1,76
Coût du transport	589 515 000	100

Source : réalisé par nous mêmes à partir des données de la sous direction finance et juridique au sein de la DRGB.

Coût du transport = coût opératoire + coût du capital + frais de siège.

Coût du transport = 567 657 000 + 11 508 000 + 10 350 000

Coût du transport = **589 515 000 DA**

Le coût de transport enregistré sur le gazoduc Hassi R'mel-Bourdj Meneil en 2013 est de 589 515 000 DA. Dans cet ouvrage le coût opératoire représente un montant important avec 567 657 000 DA, soit 96,26 % de la totalité des coûts de transport. Le montant important dû au frais de personnel qui ont enregistré un total de 409 880 000 DA,

soit 69,53%, ainsi que le total enregistré sur les impôt qui représentent 19,04 % des frais du transport total. Pour ce qui concerne le coût du capital et les frais de siège on a marqué des taux faible respectivement avec 1,95 et 1,76 du total des coûts de transport.

Après avoir calculé le coût du transport pour chaque canalisation. On a distingué que l'ouvrage Heh-Bejaia est le plus couteux par rapport aux autre ouvrage c'est-à-dire l'oléoduc sbm-alger et le gazoduc hassi r'mel-bourdj menail.

Les montants enregistrés sont très élevés, mais sont bénéfique pour l'entreprise. Malgré ça l'entreprise doit être toujours face à cet augmentation et cela par la position de réduire les frais de transport.

Pour réduire les coûts de transport, nous avons deux possibilités :

- La première c'est l'augmentation des quantités à transportés ;
- La deuxième c'est de lister les charges susceptibles d'être compressées et d'agir.

Section 03 : la démarche d'exportation des hydrocarbures au sein de DRGB

Dans cette section nous présenterons la procédure de commercialisation de pétrole brut à l'international avant ça il faut d'abord faire un point sur le mode du transport utilisé ensuite la quantité exportée et sa destination, en fin le processus d'exportation au sein de cet organisme.

1. Le moyen de transport des hydrocarbures vers l'international

Comme les destinations des clients de la DRGB se situent de l'autre côté de la mer méditerranéenne (Chine, France, Etats-Unis), ainsi que la nature des deux produits (pétrole et condensât) à commercialiser. Le mode d'exportation ou le transport utilisé pour l'acheminement du pétrole brut et du condensât vers les pays de destination finale est le transport par voie maritime et plus précisément, par des navires spécifique, les tankers.

Un des avantages du transport maritime est sa souplesse : les navires pétroliers peuvent changer de trajet selon les besoins, transporter n'importe quel type de pétrole et répondre à la demande saisonnière en augmentant leur capacité.

2. La commercialisation et la destination des hydrocarbures de la DRGB

Le plus important dans toute les activités productives est la commercialisation, qui permet de tirer profit de ce qu'on produit. La majorité du pétrole prévenant de haoud el hamra est destiné à l'exportation.

2.1. La commercialisation des hydrocarbures par DRGB en 2013

La quantité totale exportée de pétrole (brut et condensât) en 2013 via le port pétrolier de Bejaia par la DRGB est de 8 707 920 tonnes, soit une variation de 2 569 380 tonnes par rapport aux prévisions données par le service commercial de SONATRACH. La plus grande quantité exportée est de 7140290 tonnes soit 82% a été chargée au niveau SPM c'est-à-dire par la boue de chargement. Le reste est de 1 567 630 soit 18% est chargée directement dans les quais de port pétrolier de Bejaia. (Voir l'annexe N° 01)

La variation mensuelle des quantités exportées du pétrole peut s'expliquer par les facteurs suivant :

- Selon les réalisations de la production et les quantités réceptionnées au niveau de l'oléoduc 24 pouces Bejaia ;
- Selon la quantité de brut livrée à la raffinerie d'Alger ;
- Selon les arrêts de fonctionnement de l'oléoduc 24 pouces OB1.

2.2. Le nombre de navires chargés

D'après les données de service shipping de SONATRACH ; le nombre des navires chargés en 2013 est de 63. Au niveau des quais de port pétrolier on a marqué 20 navires. Alors que le chargement via SBM c'est-à-dire par la bouée de chargement été par 43 navires. (Voir l'annexe N° 02)

2.3. La commercialisation par pays de destination

Les plus grandes quantités exportées d'hydrocarbures en 2013, ont pour destination le continent européen qui détienne le monopole avec un volume égal à 4 654 735,255 tonnes en 2013, et avec une part qui dépasse les 50 % du total d'exportation. En suite, les autres destinations ont été occupées par la Chine avec un volume égale à 2 588 023,867 tonnes soit 29 % du total d'exportation, ainsi que les Etats-Unis par un volume de 922 777,279 tonnes soit 10% d'exportation de DRGB. La quantité qui reste est exporté vers la Thaïlande, le Canada, la Corée du sud et l'Inde avec un taux de 3% pour chacun. (Voir l'annexe N° 03)

3. Le processus du transport des hydrocarbures au sein de DRGB vers l'international

Après avoir vu dans le point précédent, la quantité et la destination du pétrole, nous allons présenter maintenant la procédure d'exportation des hydrocarbures vers les clients de la Sonatrach.

3.1. Le programme des enlèvements des pétroliers

La SONATRACH commercialisation transmet à la DRGB un programme prévisionnel de chargement des navires en brut et en condensat.

Ce programme est reçu par fax au niveau du service trafic⁵ du département exploitation liquide qui suit la commercialisation jusqu'au chargement des hydrocarbures sur les navires.

Ce programme comporte les informations suivantes : (Voir l'annexe N° 04)

- Le mois ;
- Le numéro du programme ;
- Les dates de chargement ;
- Les nomes des navires ;
- Les quantités à charger (en tep) ;
- Les destinataires (organismes ou entreprises importateurs) ;
- Les destinations (les pays importateurs) ;

⁵ C'est un service qui s'occupe des taches en relation avec le département d'exploitation liquide : (commercialisation jusqu'au chargement des navires).

- Le type de produit : le brut (HM) et le condensat (AR 720) ;
- Inspection (représentant du client).

Le programme des enlèvements des navires est mis à jour au fur et à mesure par la commerciale pour compléter les informations sur le programme établi au début du moi.

Le suivi de ce programme est fait par le service shipping qui a pour mission de contrôler les chargements des pétroliers et d'assurer la prise en charge des navires citernes depuis leur arrivée jusqu'à leur départ.

3.2. Réception-stockage-comptabilité

Le terminal arrivée gère deux produits, pétrole brut et condensant suivant un programme de réception et d'enlèvement établi par le service trafic. Toutes les informations d'exploitation sont transmises au chef de quart dans un registre de consignes journalières pour exécution. Celui-ci motionne l'heure de remplissage et l'heure de fin de remplissage :

- Heure de démarrage et arrêt des pompes ;
- Heure début enlèvement et heure fin enlèvement ;
- Heure arrivée sur rade des navires ;
- Tous les enlèvements importants.

3.2.1. Réception du produit

Le dispatcher avise le chef de quart tour de contrôle de l'arrivée du produit et de débit de ligne. Le chef de quart T.C (tour de contrôle) procède au remplissage dans le bac désigné en effectuant les manœuvres suivantes :

- Ouverture des vannes (vanne pied du bac et vanne de ligne correspondant au réservoir) ;
- Suivi du remplissage du réservoir en manuel horaires par des jauges et à l'aide du téléjaugeage automatique ;
- prise d'échantillon pour la recherche de la densité du produit et sa température par les jaugeurs après une heure de la fin de remplissage du réservoir.

3.2.2. Contrôle quantitatif du produit

Après remplissage de chaque réservoir s'effectue les opérations suivantes pour déterminer le volume à 15° stocké et le poids :

- Prise de jauge manuelle sur la plaque de touche pour calculer le volume apparent ;
- Pris de température au milieu du produit à partir du trou du toit pour le calcul du coefficient de correction ;
- Prise d'échantillon du produit (haut - milieu et bas) à partir du trou central du toit pour déterminer la densité et la température de l'échantillon afin de calculer la densité à 15°.

Ces deux éléments déterminent le volume à 15° et le poids en kg. Ces chiffres sont collationnés avec le dispatcher et transmis au service comptabilité brut.

3.2.3. Traitement du produit

Pendant toute la durée de stockage le produit sera décanté et suivi de purges régulièrement et la mise en service des agitateurs. A la fin de chaque remplissage, un échantillon est prélevé et remis au service laboratoires pour analyse.

Les analyses effectuées au laboratoire, sont les suivant :

- Détermination de la masse volumique ou la densité à 15° : calculer le poids du pétrole qui sera chargé par les navires ;
- Détermination des sédiments BSW (Base Sidement and Water) ;
- Recherche de la teneur en sel ;
- Recherche de la teneur en soufre ;
- Détermination de la valeur du condensant.

4. Chargement des pétroliers

Après avoir réceptionné, stocké et comptabilisé le pétrole et le condensat, l'opération qui suit est celle du chargement des pétroliers suivant le programme des enlèvements en utilisant des groupes électropompes.

4.1. Préparation des cargaisons

L'expédition du produit est fonction du programme d'enlèvement. Avant l'enlèvement du produit, en présence du représentant de SONATRACH, représentant du client (inspecteur) et le représentant de la douane procèdent à la constitution-douane du réservoir.

4.2. Chargement des navires citernes

Avant d'entamer le chargement, le chef de quart terminal s'assure de :

- La mise à quai du navire et le branchement en étroite collaboration avec chef du quart ISP ;

- Vérifier la tensions 127 voltes (alimentation des contacteurs)
- Vérifier la tensions 24 voltes en continu par la télécommande et procéder à :
 - Ouverture de la vanne du pied du bac à vidanger ;
 - Choix de la ligne de chargement ;
 - Choix de la pompe ou des électropompes ;
 - Exécution de l'itinéraire, suivi de l'ouverture des vannes.

Le chef de quart T.C. avise le chef de quart ISP du début de chargement et conserve le contacte en permanence jusqu'à la fin de chargement. Cette dernière est prononcée soit sur demande du bord via le chef de quart opérationnel ISP soit sur décision du chef de quart tour de contrôle, qui procède à l'arrêt des pompes puis à la destruction des itinéraires sur tableau synoptique qui entraine la fermeture automatique de toutes vannes du circuit.

L'étape suivante est celle des quantités embraquées. Le chef de quart procède comme suit

- Calcul du volume total à 15° et le tonnage du produit sortie du produit vidangé ;
- Calcul de la quantité d'eau enlevée ;
- Calcule du volume total net en tonne métrique ;
- Collationne tous les chiffres avec l'agent shipping ;
- Comparaison tonnage terre-bord.

5. Les différents documents établis par la DRGB

Dans la procédure de dédouanement à l'export, la DRGB doit délivrer les documents suivant :

5.1. Le connaissance maritime

C'est un document de base du transport maritime. Il est le seul document de transport qui représente un titre de propriété de la marchandise. Il est délivré par le capitaine d'un navire par lequel il reconnaît avoir reçu les marchandises qu'il s'engage à transporter aux conditions convenus et à les délivrés à destination. Il permet d'établir la preuve du contrat de transport. Il est établi en trois exemplaires. Le connaissance maritime peut être négociable.

Le connaissance maritime doit mentionner les éléments suivant :

- Les noms : du chargeur (SONATRACH), du destinataire, du capitaine et du navire ;
- Le lieu de départ (port de Bejaia) et celui de destination ;
- Le prix du fret et le montant des frais ;
- L'identité de la marchandise.

5.2. Certificat de quantité

Il contient les informations suivantes :

- Les noms des bacs ;
- La quantité de produits avant et après jaugeage ;
- Le volume des produits en m³ et en Tep ;
- La densité à 15°C.

5.3. Certificat de qualité

Ce document certifie que les produits ont été testés en accord avec les normes en vigueur.

Il contient les informations suivantes :

La densité à température 15° C, La tension de vapeur, Les sédiments, la teneur en sel, la couleur du produit.

5.4. Rapport horaire d'escale

Parmi les informations qui figurent sur ce rapport, on peut citer : arrivée du navire sur rade, fin de chargement, remise des échantillons, le temps et la date de chargement.

5.5. Rapport de chargement

Ce rapport comporte des informations générales et celles relatives aux caractéristiques du chargement :

- Renseignements généraux : le nom du navire, numéro de voyage, port d'attache, première cargaison, poids de provenance.
- Caractéristiques de chargements : quantité à déballaster, consignataire, chargement prévu, nom du commandant du navire, port de destination.

6. Le coût du transport à l'international

À l'international, la vente des hydrocarbures s'effectue au prix F.O.B. c'est-à-dire que le pays exportateur ne subit que les coûts de transport jusqu'à la frontière ou bien le port de chargement. Par conséquent le pays consommateur (importateur) prend à sa charge le reste des coûts de la chaîne des hydrocarbures.

Concernant le transport du pétrole brut par exemple la Sonatrach comptabilise pour sa part, les coûts d'extraction ou bien d'exploitation, ainsi que le transport interne, tandis que le pays importateur subit les coûts de transport par les tankers (le navire spécifique).

Conclusion du chapitre

La région de transport centre ou bien la Sonatrach direction régionale de Bejaia est l'une des régions de transport des hydrocarbures en Algérie. Cette direction assure l'évacuation des hydrocarbures à travers trois pipelines ainsi que la gestion de port pétrolier de Bejaia, a savoir ;

Un gazoduc qui transporte du gaz nature de Hassi R'mel jusqu'aux pôles industriels du pays par l'intermédiaire de la station de pompage de Isser qui se situe à Bordj Ménail cette pipe a transporté 5,634 milliards m³ en 2013.

Deux oléoducs ; Un de 144 km qui transporte du pétrole brut depuis la station de pompage de Beni Mansour jusqu'à la raffinerie d'Alger. Un autre de 668 km qui relie le Centre de Dispatching d'Hydrocarbure Liquide de Houad el Hamra au port pétrolier de Bejaia. La quantité totale transportée en 2013 via ces deux canalisations est de 11550681 tonnes. L'oléoduc HeH-Bejaia figure le plus important puisque la quantité totale transportée est destinée à l'exportation.

Pour exporter le pétrole et pour satisfaire le programme des enlèvements des pétroliers établi par le service commercial de la Sonatrach, la DRGB doit suivre toutes les informations mentionnées dans le programme. Elle doit donc charger les navires dans les dates prévues avec les quantités demandées et établir les différents documents concernant le chargement et qu'elle transmette à Sonatrach-commercialisation et au commandant du bord.

L'Algérie est un pays riche en hydrocarbure. Son domaine minier qui s'étend sur 1553488 Km², ses infrastructures et ses grandes capacités de production lui permettent de détenir une position stratégique dans le domaine énergétique mondial en général et dans la zone euro-méditerranéenne en particulier.

En effet, l'Algérie est un pays mono-exportateur des hydrocarbures. Aujourd'hui, l'exportation d'hydrocarbures continue à être la source principale de rente pour le pays. Ce secteur continue à représenter l'essentiel de nos ventes à l'étranger durant le premier trimestre 2014 avec une part de (95,59%)¹ du volume global des exportations.

Le domaine des hydrocarbures représente en moyenne 70% des recettes budgétaires de l'Etat. Il contribue aussi pour 35% au produit intérieur brut (PIB) et constitue 98% des recettes extérieures de l'Algérie. De plus, l'apport du pays à la balance énergétique mondiale est appréciable pour le pétrole brut (12^{ème} producteur mondial avec 1,2 million de baril par jour), déterminant pour le gaz naturel (5^{ème} exportateur avec 60 milliard de m³) et signifiant pour les autres produits pétrolier².

Sonatrach a pour missions de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays. Elle exerce ses activités dans quatre principaux domaines l'amont, l'aval, le transport par canalisation et la commercialisation.

Au cours de notre stage effectué au sein de cette entreprise (la direction régionale de Bejaia), nous avons apporté des éléments de réponses à l'ensemble des questions posées tout au début de notre étude ainsi qu'à notre problématique, à savoir :

Le mode de transport d'hydrocarbures à partir du champ de production jusqu'au terminal arrivée de Bejaia est le transport terrestre via une canalisation de 668 Km. Cette dernière a transporté 11 550 681 tonnes pour l'année 2013. Par contre le mode de transport approprié à l'exportation des hydrocarbures est le transport maritime. En disposant d'un port pétrolier, l'exportation du pétrole se fait par des navires.

La direction régionale de Bejaia, Veille sur la gérance de trois canalisations, deux oléoducs et un seul gazoduc. L'oléoduc HeH-Bejaia qui transporte du pétrole du centre de

¹ Ministère des finances. Direction générale des douanes. « Statistiques du commerce extérieur de l'Algérie, premier trimestre 2014 ». P 07.

² Le portail du cinquantenaire de l'indépendance de l'Algérie. « Le bilan du secteur de l'énergie et des mines [http://www.djazair50.dz/?Bilan-du-secteur-de-l-energie-et-mine]. Page consultée le 20/08/2014.

dispatching de Hassi messaoud (haoud el hamra) jusqu'au terminal d'arrivée de Bejaia. L'oléoduc Sbm-alger qui transporte aussi du pétrole de la station de beni mensour vers la raffinerie d'Alger. Le gazoduc Hassi R'mel-isser qui transporte du gaz naturel vers bordj menail.

Nous avons affirmé que le coût du transport interne des hydrocarbures est à la charge de l'exportateur, c'est-à-dire qu'il est supporté en totalité par l'entreprise Sonatrach. Pour ce qui est du transport international, les charges sont à la charge de l'importateur tant que la vente s'effectue par le F.O.B.

Il est à noter également que les frais du personnel représente la part la plus importante dans le coût du transport des hydrocarbures par canalisation, soit pour l'année 2013, un taux de 36,02 % sur l'oléoduc Heh-Bejaia, un taux de 80,02 % sur l'oléoduc Sbm-Alger , et un taux de 69,53 % sur le gazoduc Hassi R'mel-Isser .

Ce travail aurait pu avoir plus d'importance si nous avions pu obtenir les données relatives au coût du transport à l'international. Ceci est dû à la non disponibilité ainsi qu'à la confidentialité des données au sein de l'organisme d'accueil. Par conséquent, la dernière partie du cas pratique s'est donc limitée à la présentation de la procédure d'exportation (de transport) des hydrocarbures sans pour autant qu'elle soit appuyée par des données statistiques.

Les ouvrages

- BAGLIN, Gérard. BRUEL, Olivier. GARREAU, Alain. GREIF, Michel. « Management industriel et logistique : conception et pilotage de la supply chain ». 4^{ème} édition, Economica, paris, 2005.
- CHEVALIER, Denis et François DUPHIL, Transporter à l'international, 4^{ème} édition, Foucher, Vanves, 2009.
- DUROUSSET, Maurice. « Le marché du pétrole ». édition ellipses, Paris 1999.
- KHELIF, Amor. « Dynamique des marchés et valorisation des hydrocarbures ». édition CREAD. Alger, 2006.
- LEGRAND, Ghislain et Hubert, MARTINI. « Management des opérations de commerce international », 7^{ème} édition, Dunod , Paris,2005.
- LEGRAND, Ghislain et Hubert, MARTINI. « gestion des opérations import-export ». édition dunod, paris 2008.
- LEGRAND, Ghislain et Hubert, MARTINI. « Commerce international » 3^{ème} Edition, Dunod, Paris, 2010.
- MEKIDECHE, Moustapha. « Le secteur des hydrocarbures en Algérie 1958-1962 : problématiques, enjeux et stratégies ». OPU Alger, 1983.
- NGUYEN-THE, Madeleine. Importer : inclus les incoterms 2010, 4^{ème} édition, Organisation, Paris 2011.
- PASCO, Corinne. Commerce international, 4^{ème} édition, Dunod , Paris, 2002.
- QUINET, Emile. Analyse économique des transports, paris, édition presses universitaires de France, 1990.
- THABET, Mohamed Nasser. « Le secteur des hydrocarbures et le développement économique de l'Algérie ». OPU. Alger, 1989.

- TOUDJINE, Abdelkrim. « L'analyse des coûts dans l'entreprise ». office des publications universitaires, Alger, 2005.
- WEISS, Eric. Commerce international, édition Ellipses, Paris, 2008.

Mémoires

- BELAIDI Naima et Louiza BENCHABANE. « Le pétrole et ses moyens de transport ». Mémoire de licence. Université de Bejaia, 2008.
- HEMMAD, Naima et Hamida, REMINI. « le transport des hydrocarbures par canalisation et son impact sur les échanges énergiques extérieures de l'Algérie » mémoire de licence. Université de Bejaia, 2011.
- MOUHOUBI. Aissa. « Analyse de l'apport du secteur des hydrocarbures au développement économique de l'Algérie ». Mémoire magister. Université de Bejaia 2005.
- TALEB Houria. et Wahiba TENKHI. « Procédure d'exportation et choix d'une solution de transport Cas : du Complexe Agroalimentaire CEVITAL Bejaia ». Mémoire de master. Université de Bejaia 2013.

Articles et revues

- Ambassade de France en Algérie, Service économique régionale. « les hydrocarbures en Algérie : chiffres clefs ». novembre 2013.
- BRITISH PETROLEUM. BP Statistical review of world energy, 2013.
- Conex. « présentation douanier de incoterms ». 2011.
- Encyclopédie Larousse. « Coût ». 2013.
- Exportation des hydrocarbures algériens et géopolitique, 12 juillet 2012.
- Entreprise portuaire de Skikda « annuaire statistique 2013 »

- MECHTI, Lyes. « Nationalisation des hydrocarbures ». El Watan le 15 janvier 2014.
- Organisation des pays exportateurs de pétrole. « OPEC, annual statistical bulletin 2013 ».
- Organisation mondiale du commerce. « Transport terrestre »2012.
- Ramouche. K. Liberte « Dernier classement de jeune affrique sonatrach reste la premiere entreprise .africaine ». liberté 23 octobre 2013.
- SONATRACH. «Sonatrach, une dimension gazière internationale», 2012.
- SONATRACH. « Activité transport par canalisation 2012 »
- SONATRACH. « Rapport annuel, 2010 ».
- SONATRACH. « Rapport annuel, 2011 ».
- SONATRACH. « Rapport annuel, 2012 ».
- STEPIEN, Bernard. Problèmes de Transport.université de Montpellier 1970.
- UNIVERSITE NICE SOFIA ANTIPOLIS. BOISSELIER, Patrick. Comptabilité. 2010.

Sites internet

- <http://www.arzew-ports.com> (Port d'Arzew).
- <http://www.bp.com> (British petroleum).
- <http://www.conex.net/fr>, (panorama douanière)
- <http://www.djazairess.com> (Quotidien djazaïress).
- <http://www.hyproc.dz> (La compagnie maritime de la Sonatrach).
- <http://www.larousse.fr> (dictionnaire électronique larousse).
- <http://www.liberte-algerie.com> (quotidien liberté d'Algérie)

- <http://www.mem-algeria.org> (ministère de l'énergie et des mines Algérien)
- <http://www.opec.org>. (l'organisation mondiale des pays producteur de pétrole)
- <http://www.planete-energies.com>.
- <http://www.portdebejaia.dz> (Port de Bejaia)
- <http://www.ritimo.org> (Site des informations en ligne).
- <http://www.site.uottawa.ca> (université d'Ottawa, Canada)
- <http://www.skikda-port.com> (Port de Skikda)
- <http://www.sonatrach.com> (SONATRACH)
- <https://www.tresor.economie.gov.fr>. (Direction générale de trésor française).
- <http://www.unice.fr> (université de Nice, France).
- <http://www.wto.org> (Organisation mondiale du commerce).

Remerciement	I
Dédicace	II
Liste des abréviations	III
Liste des illustrations	IV
Sommaire	V
Introduction générale	1

Chapitre I

Les notions de base sur les opérations du transport à l'international

Introduction du chapitre I	4
Section 01 : Analyse du coût du transport	5
1. Définitions et caractéristiques d'un coût	5
1.1. Définitions d'un coût	5
1.1.1. Définition encyclopédique	5
1.1.2. Définition selon la comptabilité de gestion	5
1.2. Caractéristiques générales d'un coût	5
1.2.1. Le champ d'application	5
1.2.2. Le moment de calcul	6
1.2.3. Le contenu	6
2. Typologie des coûts	6
2.1. Coûts variables ou opérationnels	6
2.2. Coûts fixes ou charges de structure	7
2.3. Les coûts directs	7
2.4. Les coûts indirects	7
3. L'intérêt et limites de l'analyse d'un coût	7
3.1. l'intérêt de l'analyse d'un coût	7
3.1.1. Connaître l'utilisation des ressources	8
3.1.2. Analyser le fonctionnement	8
3.1.3. Agir pour améliorer le résultat.....	8
3.2. Les limites à la notion de coût	8
3.2.1. Le coût ne doit pas être considéré comme un ensemble homogène	8
3.2.2. Le coût n'est pas la valeur	8
4. Les éléments constitutifs du coût de transport	9



4.1. Les coûts de roulage	9
4.1.1. Les facteurs liés aux coûts de roulage	9
4.2. les coûts de manutention	10
4.2.1. Les types de coût de manutention	10
4.2.2. Les facteur des coûts de transport à la manutention	10
4.3. les coûts de détérioration	11
4.3.1. Les types de coût de détérioration	11
4.4. les coûts d'inventaire	12
4.4.1. Coût du stock transporté	12
4.4.2. Coût du stock d'approvisionnement	12
4.4.3. Stock et risques d'obsolescence	12
4.5. les coûts de défaillance	13
4.5.1. Les types de coûts de défaillance	13
Section 02 : l'environnement du transport international	14
1. Les intervenants	14
1.1. Le commissionnaire de transport	14
1.1.1. Le rôle d'une commissionnaire de transport	14
1.1.2. Les professions correspondant au commissionnaire	14
1.2. Mandataire (transitaire)	14
1.2.1. Le rôle d'un transitaire	15
1.2.2. Professions correspondant à ce statut	15
1.3. Commissionnaire en douane	15
2. Le rôle de l'incoterm	15
2.1. L'analyse des incoterms	16
2.1.1. La « E »	16
2.1.2. La famille des F	16
2.1.3. La famille des C	16
2.1.4. La famille des D	17
2.2. Classement des incoterms	18
2.2.1. Selon l'ordre croissant des obligations du vendeur	18
2.2.2. Selon le type de vente au départ et vente à l'arrivée	18
2.2.3. Selon le mode de transport	19

2.3. Les limites des incoterms	19
3. Le choix d'une solution-transport	19
3.1. Définir les solutions possibles	19
3.1.1. Le parcours	20
3.1.2. Les flux	20
3.1.3. Les contraintes techniques	20
3.1.4. Les contraintes commerciales	20
3.2. Choisir la solution de transport optimale	21
3.2.1. le coût	21
3.2.2. Les délais	21
3.2.3. La sécurité	22
3.3. Déterminer les implications pratiques de la solution retenue	22
3.3.1. Les intervenants	22
3.3.2. Le contrat de transport	22
3.3.3. Les documents de transport	22
3.3.4. Les risques	22
3.3.5. Le coût à facturer	22
Section 03: Les principaux moyens de transport internationaux	23
1. Le transport maritime	23
1.1. Caractéristiques, avantages et inconvénients du transport maritime	23
1.1.1. Les caractéristiques techniques du transport maritime	23
1.1.2. Avantages du transport maritime	23
1.1.3. Inconvénients du transport maritime	24
1.2. Les techniques du transport maritime	24
1.2.1. Les types de navires	24
1.2.2. Les types d'expédition	24
1.3. Le contrat de transport	25
1.3.1. Les parties au contrat de transport maritimes	25
1.3.2. Responsabilité du transporteur	25
1.3.3. Les documents	25
1.4. Les tarifs de transport maritime	26
1.4.1. Le fret de base ou taux de fret	26
1.4.2. Correctifs	27

1.4.3. Liners terms ou conditions de lignes	27
1.4.4. Tarifications des expéditions par conteneur	27
2. Le transport aérien	27
2.1. Organisation et structure du transport aérien	27
2.2. Les caractéristiques techniques, avantages et inconvénients de transport aérien	27
2.2.1. Les caractéristiques	28
2.2.2. Les avantages	28
2.2.3. Les inconvénients	28
2.3. Les techniques du transport aérien	28
2.3.1. Les appareils	28
2.3.2. Le fret aérien	28
2.4. Le contrat de transport aérien	29
2.4.1. Les parties au contrat de transport	29
2.4.2. Le document de transport aérien	29
2.4.3. Responsabilité du transporteur	29
2.5. La tarification	29
2.5.1. Le tarif général	30
2.5.2. Les tarifs préférentiels ou corates	30
2.5.3. Les tarifs à l'unité de chargement (ULD)	30
3. Le transport terrestre	30
3.1. Le transport routier	30
3.1.1. Avantage et inconvénients du transport routier	31
3.1.2. Les techniques du transport routier	31
3.1.3. Le contrat de transport routier	31
3.1.4. Tarification	32
3.2. Transport ferroviaire	32
3.2.1. Caractéristiques techniques	32
3.2.2. Les avantages et les inconvénients du transport ferroviaire	32
3.2.3. Le document : la lettre de voiture CIM	32
3.2.4. La responsabilité du transporteur	33
3.2.5. La tarification	33
3.3. Le transport par canalisation	33

3.3.1. Définition et caractéristiques du transport par canalisation	33
3.3.2. Les composantes des réseaux de transport des hydrocarbures par canalisation	33
3.3.3. Les risques liés au transport par canalisation des hydrocarbures	34
Conclusion du chapitre	36

CHAPITRE II

Le secteur des hydrocarbures et ses moyens de transport en Algérie

Introduction du chapitre	37
Section 01 : le marché mondiale des hydrocarbures	38
1. Histoire des hydrocarbures dans l'économie mondiale	38
1.1. La création des sept sœurs	38
1.2. La naissance de l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)	39
1.3. De 1990 à nos jours	40
2. Les ressources énergétiques mondiales	41
2.1. Le pétrole a l'échelle mondiale	41
2.1.1. La production mondiale du pétrole	41
2.1.2. La consommation mondiale du pétrole	42
2.2. Le gaz naturel	42
2.2.1. La production mondiale du gaz naturel	42
2.2.2. La consommation mondiale du gaz naturel	42
3. Le commerce mondial des hydrocarbures	43
3.1. Les flux commerciaux mondial de pétrole	43
3.2. La commercialisation du gaz naturel à l'international	43
Section 02 : le secteur des hydrocarbures en Algérie	44
1. Histoire des hydrocarbures en Algérie	44
1.1. Bref historique des découvertes du pétrole en Algérie	44
1.2. La nationalisation de secteur des hydrocarbures	46
2. Secteur des hydrocarbures algérien : définition et importance	48
2.1. Définition du secteur des hydrocarbures	48
2.2. L'importance des hydrocarbures algériens	48
3. Le développement du secteur des hydrocarbures	49

3.1. Les réserves des hydrocarbures Algériens	49
3.2. La production Algérienne des hydrocarbures	50
3.2.1. La production primaire de pétrole brut	51
3.2.2. La production primaire de gaz naturel	51
3.2.3. La production primaire de condensât	51
3.2.4. La production de GPL	51
3.3. Exportation des produits pétroliers	52
3.4. Exportation des produits gazeux	52
3.5. Les principaux acteurs des hydrocarbures	53
Section 03 : le transport des hydrocarbures en Algérie	54
1. Localisation des gisements	54
1.1. Gisements de gaz naturel	55
1.1.1. Hassi R'mel	56
1.1.2. Rhourde Nouss	56
1.1.3. Alrar (région de Stah)	56
1.1.4. Région de Gassi Touil	56
1.1.5. Région d'In Salah	56
1.2. Les gisements de pétrole	56
1.2.1. Hassi Messaoud	56
1.2.2. Le gisement d'Ourhoud	57
1.2.3. Le pôle pétrolier de Hassi Berkine	57
1.2.4. Le gisement d'El Merk	57
2. Les bacs de stockage	57
2.1. grandes capacités de stockage	57
2.2. Répartition par régions	58
3. Le réseau interne de canalisations	58
3.1. Les pipelines de pétrole (Oléoducs)	60
3.2. Les pipelines de gaz naturel (Gazoducs)	61
3.2.1. Les gazoducs internes	61
3.2.2. Les gazoducs transcontinentaux	62
3.2.3. Les gazoducs transcontinentaux en projet	62
3.3. Les pipelines de GPL	63
4. Le transport maritime des hydrocarbures en Algérie	63

4.1. Les ports pétroliers en Algérie	63
4.1.1. Les ports pétroliers d'Arzew	64
4.1.2. Le port de skikda	64
4.1.3. Le port de Bejaia	64
4.2. Les bouées de chargement des hydrocarbures	65
4.3. La filiale de Sonatrach Hyproc pour le transport maritime	65
4.4. La flotte maritime de Hyproc SC	66
Conclusion du chapitre	67

CHAPITRE III

Coût du transport des hydrocarbures au sein de la sonatrach (DRGB)

Introduction du chapitre III	68
Section 01 : présentation de l'organisme d'accueil	69
1. Historique et missions	69
2. Les activités de la SONATRACH	70
2.1. L'activité amont	70
2.2. L'activité transport par canalisation	71
2.3. L'activité aval	72
2.4. L'activité commercialisation	72
3. Présentation de la Région Transport Centre (RTC)	74
3.1. Histoire de la Région de Transport Centre (RTC)	74
3.2. La situation géographique de la RTC	74
3.3. Présentation des structures d'organisation de la RTC	75
3.3.1. Assistant du directeur	75
3.3.2. Département d'hygiène, sécurité et environnement(HSE)	75
3.3.3. Le centre informatique	76
3.3.4. Les sous directions	76
Section 02 : le calcul de coût du transport	80
1. Fiche technique des ouvrages de transport par canalisation	80
1.1. Ouvrage 24 puces OB1 (Haoud El Hamra - Bejaia)	80
1.1.1. Canalisation HeH-Bejaia	80

1.1.2. La capacité de stockage	80
1.1.3. Terminal arrivée Bejaia et le port pétrolier	80
1.2. Oléoduc 20 pouces D/OG1 Beni Mansour-Alger	81
1.2.1. Canalisation	81
1.2.2. Stockage	81
1.2.3. La station de pompage	81
1.3. Le gazoduc Hassi R'mel-Isser	81
1.3.1. Canalisation Hassi R'mel-Isser	81
2. La quantité transportée des hydrocarbures pendant l'année 2013	82
2.1. Les réalisations de 2013 en pétrole (brut et condensât)	82
2.2. La quantité transportée du gaz naturel en 2013	82
3. Le coût de transport du pétrole (brut, condensât) et gaz naturel	83
3.1. Le coût de transport sur l'oléoduc HEH /Bejaia	83
3.1.1. Le coût opératoire	83
3.1.2. Le coût du capital	84
3.1.3. Les frais de siège	85
3.2. Le coût de transport sur l'oléoduc SBM /TRA	86
3.3. Le coût de transport sur le gazoduc Hassi R'mel / O. Issers	87
Section 03 : la démarche d'exportation des hydrocarbures au sein de DRGB	89
1. Le moyen de transport des hydrocarbures vers l'international	89
2. La commercialisation et la destination des hydrocarbures de la DRGB	89
2.1. La commercialisation des hydrocarbures par DRGB en 2013	89
2.2. Le nombre de navires chargés	90
2.3. La commercialisation par pays de destination	90
3. Le processus du transport des hydrocarbures au sein de DRGB vers l'international.....	90
3.1. Le programme des enlèvements des pétroliers	90
3.2. Réception-stockage-comptabilité	91
3.2.1. Réception du produit	91
3.2.2. Contrôle quantitatif du produit	91
3.2.3. Traitement du produit	92
4. Chargement des pétroliers	92
4.1. Préparation des cargaisons	92

4.2. Chargement des navires citernes	92
5. Les différents documents établis par la DRGB	93
5.1. Le connaissance maritime	93
5.2. Certificat de quantité	94
5.3. Certificat de qualité	94
5.4. Rapport horaire d'escale	94
5.5. Rapport de chargement	94
6. Le coût du transport à l'international	94
Conclusion du chapitre III	95
Conclusion générale	96
Bibliographie	98
Annexes	102
Table des matières	106

Annexe n° 01 : La commercialisation des hydrocarbures par DRGB en 2013

Mois	Prévisions	Réalisation		
		Port pétrolier	SPM	Total
Janvier	544 818	318 976	253 710	572 686
Février	474 906	/	526 098	526 098
Mars	515 518	167 954	517 744	685 698
Avril	499 142	83 919	524 073	607 992
Mai	515 518	/	775 094	775 094
Juin	499 282	145 631	527 160	672 773
Juillet	515 518	/	866 490	866 490
Août	515 518	326 974	515 452	842 426
Septembre	499 142	45 924	653 737	699 661
Octobre	515 518	146 149	528 098	674 247
Novembre	499 142	251 793	663 319	915 112
Décembre	515 518	80 329	789 314	869 643
Total	6 111 540	1 567 630	7 140 290	8 707 920

Source : document interne de département des exploitations liquide (Sonatrach-DRGB).

Annexe n° 02 : Le nombre de navires chargés

Mois	Nombre de navires chargés		
	Port pétrolier	SPM	Total
Janvier	04	01	05
Février	/	03	03
Mars	02	03	05
Avril	01	04	05
Mai	/	03	03
Juin	02	03	05
Juillet	/	05	05
Août	04	04	08
Septembre	01	04	05
Octobre	02	03	05
Novembre	03	05	08
Décembre	01	05	06
Total	20	43	63

Annexe n° 03 : Enlèvements par pays de destination finale

Pays	Enlèvements	Taux %
Chine	2 588 023,867	29,72
France	1 342 956,863	15,42
Usa	922 777,279	10,60
Angleterre	665 148,859	07,64
Italie	585 900,434	06,73
Espagne	555 863,577	06,38
Hollande	517 976,628	05,95
Portugal	389 298,989	04,47
Thaïlande	271 579,299	03,12
Corée du sud	264 089,065	03,03
Canada	263 879,881	03,03
Inde	260 811,955	03,00
Danemark	79 613,277	00,91
Total	8 707 919,973	100

Source : document interne de département des exploitations liquide (Sonatrach-DRGB).

Annexe 04 : Le programme des enlèvements des navires

Bejaia le : .. /.. /....

Programme	Date	Nom du navire	Temps mécanique	Chargeur	destinataire	destination	produit	producteur	contrat	client

Source : document interne de département des exploitations liquide (Sonatrach-DRGB).

Annexes

Table des matières

Sommaire

Chapitre I

les notions de base sur les opérations du transport à l'international

Chapitre II

Le secteur des hydrocarbures et ses moyens de transport en Algérie

Rapport Gratuit.com

Chapitre III

Coût du transport des hydrocarbures au sein de la sonatrach (DRGB)

Introduction générale

Conclusion générale

Bibliographie