

Faculté de génie de la construction
Département de génie mécanique



Mémoire de Fin d'Études

*Master professionnel en génie mécanique
Option énergétique
Spécialité froid chauffage et climatisation*

Thème

Optimisation de l'exploitation du pétrole
brut et du condensat transportés par le
réseau sud au sein de l'entreprise
SONATRACH

Proposé et dirigé par :

Mr. BELKADI Arab.....Encadreur

Mr. BENALIA Karim..... Co-encadreur

Présenté par :

SAOUDI Brahim

MEDINI Fawzi

Promotion 2016/2017

Remerciements

Nous tenons à remercier le bon dieu de nous avoir aidés à arriver au terme de ce travail. Nous remercions aussi nos familles qui nous ont soutenus tout au long de notre parcours en mettant tous les moyens pour notre réussite.

Nous tenons bien sûr à remercier nos deux encadreurs de mémoire de fin d'études, BENALIA Karim et BELKADI Arab. Nous leur sommes infiniment reconnaissants de nous avoir fait confiance dès le début de ce travail, de nous avoir soumis des sujets passionnants, et de nous avoir encouragés tout au long de cette aventure. La qualité ainsi que la complémentarité de leur encadrement ont fait de ce travail un véritable apprentissage par la recherche. Merci pour votre disponibilité, votre patience et votre indulgence face à nos questions, nos hésitations et nos doutes existentiels.

Nous profitons aussi de l'occasion pour remercier tous les professeurs que nous avons pu avoir dans notre scolarité, comme nous tenons également à remercier le personnel de la bibliothèque, nos amis, camarades de la promotion, ainsi que tous ceux qui nous ont aidés de loin ou de près.

Dédicaces

Je dédie ce travail à:

A la mémoire de mon oncle

A mes parents a qui je dois tout dans

La vie et que je ne remercierai jamais assez pour leur soutien,

Encouragement durant tout mon parcours universitaire.

Mon frère Yani et ma chère sœur Lydia

ainsi que toute la famille

A mon pote et cher binôme Massi et toute sa famille

Tous les amis de L26 M66 M19 M20 M27, le groupe

« IWANADHAN »

Ryadh, Hakim, Arab, Moussa ,Bouda , Massi Hammoum, Massi

Medaouri,

Assirem, yacine, Takfa.

Tous mes amis et toutes les personnes qui ont participé de près ou de

loin dans ce travail.

Saoudi brahim

Dédicaces

Je dédie ce travail :

-A mon très cher père, ma très chère mère et mon très chère oncle Abdellah et ma tante Ouardia auxquels je dois tout mon respect, et ma grande-mère Nedjema sans oublier à la mémoire du pilier de notre famille mon grand-père Mohand Ougaoua, et que je ne remercierai jamais assez pour leur soutien, encouragements et conseils durant tout mon parcours universitaire ;

-A mes frères et sœurs ainsi que tous les membres de ma famille et à mon ami et binôme Brahim et sa famille

Tous les amis de D1 M19 M20 M26 M27, le groupe

« anezhou »

Said, Hemimi, sabrina, tomy, hayet

-A tous mes amis ;

-A toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin.

Medini fawzi

Remerciements.....	i
Dédicace.....	ii
Table des matières.....	iv
Liste des figures.....	viii
Liste des tableaux	x
Nomenclature.....	xi
Introduction générale.....	1

Chapitre I : présentation de l'organisme d'accueil et généralités

I.1.Introduction.....	4
I.2.Présentation de la SONATRACH	4
I.2.1. Activités de l'entreprise	4
I.2.2. Organisme d'accueil.....	5
I.3. Généralisés	7
I.3.1. Le pétrole brut et le condensat	7
I.3.2. Réseaux de transport par canalisation	9
I-3.3. Gisements.....	11
I.3.4. Oléoducs.....	13
I.3.5. Réseau de collecte	13
I.3.6. Séparateurs de pétrole	14
I.3.7. Station de pompage	14
I.3.8. Station de traitement	15
I.3.9. Bacs de stockage	15
I.3.10. Les terminaux.....	18
I.3.11. Le raffinage pétrolier.....	18
I.4. Conclusion.....	20

Chapitre II : Description du réseau de transport et problématique

II.1. Introduction.....	22
II.2. Terminal de HEH.....	22
II.2.1. Direction régionale de Houed El Hamra.....	22
II.2.2. Le centre de dispatching des hydrocarbures liquides.	25
II.3. Processus de fonctionnement des parcs de stockage de HEH	26
II.4. Description de la chaine pétrolière algérienne.....	27
II.5. Problématique	29
II.6. Conclusion.....	29

Chapitre III : Formulation mathématique et modélisation

III.1. Introduction.	31
III.2. Modélisation des données du problème	31
III.2.1 . Les ensembles.....	31
III.2.2 . Les donnés du problème	31
III.2.3 . Les variables de décision.....	32
III.4. Les contraintes.....	32
III.3.1. Les contraintes relatives aux capacités de production.....	32
III.3.2. Contraintes relatives aux capacités de transport " réseau du collecte".....	33
III.3.3. Contraintes relatives aux capacités de traitement.....	33
III.3.4. Contraintes relatives aux capacités de transport "réseau principal"	33
III.3.5. Contraintes relatives aux capacités de stockage.....	33
III.3.6. Contraintes relatives à la Production-traitement.	33
III.3.7. Contraintes relatives aux transport-traitement.....	34
III.3.8. Contraintes relatives aux transport-stockage.....	34
III.3.9. Contraintes relatives à la Production-Stockage.....	34

III.3.10. Contraintes relatives à la Demande	35
III.4. La fonction objective du problème	35
III.5. Taille du modèle	37
III.5.1. Nombre de contraintes	37
III.5.2. Nombre de variables	38
III.6. Choix de la méthode de résolution	39
III.7. Conclusion	39

CHAPITRE IV : Méthode de résolution

IV.1. Introduction	41
IV.2. Programmation mathématique	42
IV.2.1. Formulation générale de programmation mathématique	42
IV.3 . Modèle de programmation linéaire et terminologie élémentaire.	42
IV.3.1. programme linéaire.	42
IV.3.2. programme linéaire.	43
IV.3.3. Définitions	44
IV.4. Méthode du simplexe	46
IV.4.1. Principe de la méthode	47
IV.4.2. Algorithme du simplexe	47
IV.4.3. Initialisation de l'algorithme du simplexe	48
IV.4.4. Organigramme de la méthode du simplexe	50
IV.4.5. Finitude de l'algorithme du simplexe	50
IV.5. Complexité de l'algorithme	51
IV.5.1. Définition complexité	51
IV.5.2. Remarques	51
IV.5.3. Complexité en temps et en mémoire	52
IV.5.4. Complexité du problème	52

IV.6. Conclusion.....54

CHAPITRE V : Implémentation et résultat

V.1. Introduction 55

V.2. C'est quoi le Delphi ? 55

V.3. Présentation du logiciel 55

V.4. Descriptif du logiciel 55

V.5. Utilisation du logiciel 55

V.6. L'interface principale 56

 V.6.1. Page des gisements 58

 V.6.2. Page de Réseau de collecte 59

 V.6.3 . Page de Centres de traitement 60

 V.6.4. Page du réseau principale 61

 V.6.5. Page Stockage final (HEH)..... 62

 V.6.6. Page de Demande vers le réseau nord 63

 V.6.7. Résolution..... 63

 V.6.8. Remarque..... 65

V.7. Présentation et analyse de Résultats 67

Conclusion générale

Bibliographie.....69

Liste des figures		
Chapitre I		
Figure I.1	Processus du transport des hydrocarbures à SONTRCAH-TRC	6
Figure I.2	Les composants du réseau	10
Figure I.3	RESEAU DU GRAND ALGER	11
Figure I.4	Gisement du Pétrole en exploitation.	13
Figure I.5	Les pipelines (oléoducs).	14
Figure I.6	Réseau de collecte.	14
Figure I.7	Séparateur de pétrole.	15
Figure I.8	Station de pompage d'un Oléoduc	15
Figure I.9	Station de pompage d'un Oléoduc	17
Figure I.10	Principe de fonctionnement d'une raffinerie.	20
Figure I.11	Figure I.3.11. Tour de distillation du pétrole.	21
Chapitre II		
Figure II-1	Carte du Réseau de Transport du condensat en Algérie	24
Figure II-2	Carte du Réseau de Transport du Gaz Naturel en Algérie	25
Figure II-3	Réseau sud de transport du pétrole brut.	27
Figure II-4	schéma simplifié du réseau sud	29

Liste des tableaux		
Chapitre II		
Figure II.1	Les différentes canalisations.	26
Chapitre V		
Figure V.1	les prévisions des investissements pour la période 2017-2021 (10 ³ \$).	67

NOMENCLATURE		
Caractères	Signification	Unités
Les ensembles		
i	Gisement du pétrole brut ou de condensat	
j	Pipelines de réseau de collecte	
k	Centre de traitement du pétrole brut ou de condensat	
l	Pipelines de réseau principal	
m	point de stockage à (HEH)	
n	Point de demande vers le réseau nord	
Les données du problème		
CP_i	Coût de production	
CTS_j	Coût de transport	
CT_k	Coût de traitement	
CTP_l	Coût de transport	
CS_m	Coût de stockage	
$P1_i$	Capacité maximale de production de pétrole brut	
$P2_i$	Capacité minimale de production de pétrole brut	
FS_j	Flux Maximal du pétrole brut	
QT_k	Capacité de traitement maximale du centre de traitement	
FP_l	Flux maximal du pétrole brut	
QS_m	Capacité de stockage maximale	
D_m	La demande de pétrole brut	
Les variables de décision		
p_i	La production de pétrole du gisement	m^3
fs_j	Le flux de pétrole de la pipeline	m^3
qt_k	La quantité de pétrole traitée	m^3
fp_l	Le flux de pétrole de la pipeline	m^3
qs_m	La quantité de pétrole stockée	m^3
d_n	La quantité du pétrole brut évacuée	
Les caractères mathématiques		
$f(x)$	Fonction	
x	variable	
min	Minimum	
max	Maximum	
$loc min$	Minimum local	
n	Entier	
\sum	Somme	
\in	Appartenance	
\leq, \geq	Comparaison	

\forall	Qualificateur universel	
\emptyset	Ensemble vide	
\neq	Inégalité	
\exists	voisinage	

Introduction générale

L'optimisation consiste en l'application des méthodes scientifiques et techniques pour résoudre les problèmes complexes rencontrés dans la direction et la gestion de grands systèmes d'hommes, de machines, de matériaux et d'argent dans l'industrie, construction mécanique, civil, commerce, l'administration et la défense [1].

C'est pour cela que beaucoup d'entreprises s'intéressent à cette discipline, dont le but est d'aider les directions à déterminer leur politique de manière scientifique. C'est dans ce contexte, que nous nous intéressons à étudier un types de problèmes d'optimisation dans le domaine d'énergétique à savoir : « L'optimisation de l'exploitation du pétrole brut et du condensat transporté par le réseau sud au sein de l'entreprise SONATRACH».

Le pétrole brut est devenu l'une des sources d'énergie majeures. Connue comme une excellente matière première industrielle, il joue un rôle considérable, notamment dans le domaine de la pétrochimie. Les gisements de pétrole brut ne se trouvant pas souvent à proximité des zones consommatrices, il est donc nécessaire, afin de réaliser son transport, d'implanter des réseaux de conduites. Le développement considérable du transport par pipeline, a été une des réponses aux nombreux besoins entraîné par l'accroissement de la consommation des hydrocarbures, d'abord pour des raisons économiques puis du fait des avantages spécifiques qu'il présente (parfaite adaptation au transport de produit liquide).

La SONATRACH a mis en place et développé un important réseau de canalisations qui permet de collecter et d'acheminer la production des gisements du sud vers le nord du pays. Les problèmes qui touchent ce réseau peuvent dysfonctionner la continuité de la production. Les perturbations techniques (arrêt des stations de pompage, éclatement ou fissures de canalisations) au niveau des pipes et les consignations au niveau des ports, en plus de l'ancienneté des installations qui composent ce réseau, sont les raisons les plus importantes qui provoquent les perturbations au niveau du stockage où des quantités supplémentaires peuvent s'accumuler, qui peuvent à leur tour déclencher un état de stock haut. L'objectif de la

Introduction générale

SONATRACH est donc de chercher une meilleure solution qui permet de régulariser le pétrole transporté de telle sorte à satisfaire la demande en transport, et éviter au maximum les pertes. Le réseau de transport des hydrocarbures liquide doit assurer l'évacuation de toute la production jusqu'à la consommation et notamment les terminaux marins.

Ce document illustre les étapes à suivre pour aboutir à l'objectif dans un cheminement présenté comme suit :

Le premier chapitre est consacré dans la première à la présentation de l'entreprise SONARACH et de l'organisme d'accueil qui est en l'occurrence la direction de la planification au sein de la direction Générale du Développement et de la Stratégie ensuite nous donnons dans la deuxième partie quelques généralités et définitions sur le transport par canalisation du pétrole brut et du condensat qui seront utilisées par la suite dans ce travail.

Le deuxième chapitre sera consacré aux descriptions de problématiques posées.

Le troisième chapitre consiste en la modélisation mathématique des problématiques.

Le quatrième chapitre est réservé aux méthodes de résolution pour les problématiques.

Le cinquième chapitre est consacré à la résolution des problèmes posés avec une implémentation informatique et enfin nous terminerons par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Etude de l'organisme d'accueil et généralités

I.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à la présentation des concepts de base pour la problématique proposée. Il s'organise en deux parties. La première partie de ce chapitre servira à faire une brève présentation de l'entreprise SONATRACH. La deuxième partie est consacrée à la présentation de quelques généralités et définitions sur le transport par canalisation du pétrole brut et du condensat qui seront utilisées par la suite dans ce travail.

I.2 Présentation de la SONATRACH [14, 15]

SONATRACH est la compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12^{ème} parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2^{ème} exportateur de GNL1 et de GNL2 et 3^{ème} exportateur de gaz naturel. Ses activités constituent environ 30% du PNB de l'Algérie. Elle emploie 140000 personnes dans l'ensemble du groupe.

Aujourd'hui, SONATRACH ne conçoit pas de développement économique sans un développement durable.

I.2.1. Activités de l'entreprise

L'activité de SONATRACH s'articule autour de quatre branches principales [15] :

1-Activité amont

- Exploration.
- Recherches et développement.
- Production.
- Forage.
- Engineering et construction.
- Associations en partenariat.

2-Activité aval

- Liquéfaction du gaz naturel.
- Séparation des GPL.
- Raffinage du pétrole.
- Pétrochimie.
- Etudes et développement de nouvelles technologies.

3- Activité transport par canalisation

- Stockage d'hydrocarbures liquides et gazeux en amont et en aval.
- Transport par canalisation d'hydrocarbures liquides et gazeux, depuis les lieux de la production primaire, à travers les réseaux secondaires et principaux.
- Chargement des navires pétroliers.

4-Activité commercialisation

- Commercialisation extérieure.
- Commercialisation sur le marché intérieur.
- Transport maritime des hydrocarbures.

I.2.2. Organisme d'accueil

Au sein du groupe SONATRACH, l'Activité Transport par canalisation TRC est en charge de l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, gaz, GPL et condensât), depuis les zones de production jusqu'aux zones de stockage, aux complexes GNL GPL, aux raffineries, aux ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs.

L'Activité Transport par Canalisation a pour la charge de définir, de réaliser, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de faire évoluer le réseau de canalisation ainsi que les différentes installations qui s'y rattachent. TRC veille également au respect des conditions de sécurité et de préservation de l'environnement [14].

Afin d'atteindre les objectifs fixés par le Groupe SONATRAH pour son activité *transport par canalisation*, une série de contrats ont été signés avec des partenaires nationaux et internationaux de renom. Ces contrats visent à garantir l'exécution de l'ambitieux

Etude de l'organisme d'accueil et généralités

programme tracé dans des conditions les plus sûres et les plus avantageuses en matière de qualité des installations et de délais de réalisation.

Missions de l'activité TRC

- Coordination des aspects stratégiques liés à l'activité *transport par canalisation*, ainsi que le règlement des interfaces opérationnelles critiques y afférentes ;
- Gestion des interfaces opérationnelles ;
- Préparation de la prise de décision de portée stratégique ;
- Management des projets internationaux pour lesquels l'activité aura soumissionné seule ou dans le cadre d'un partenariat.

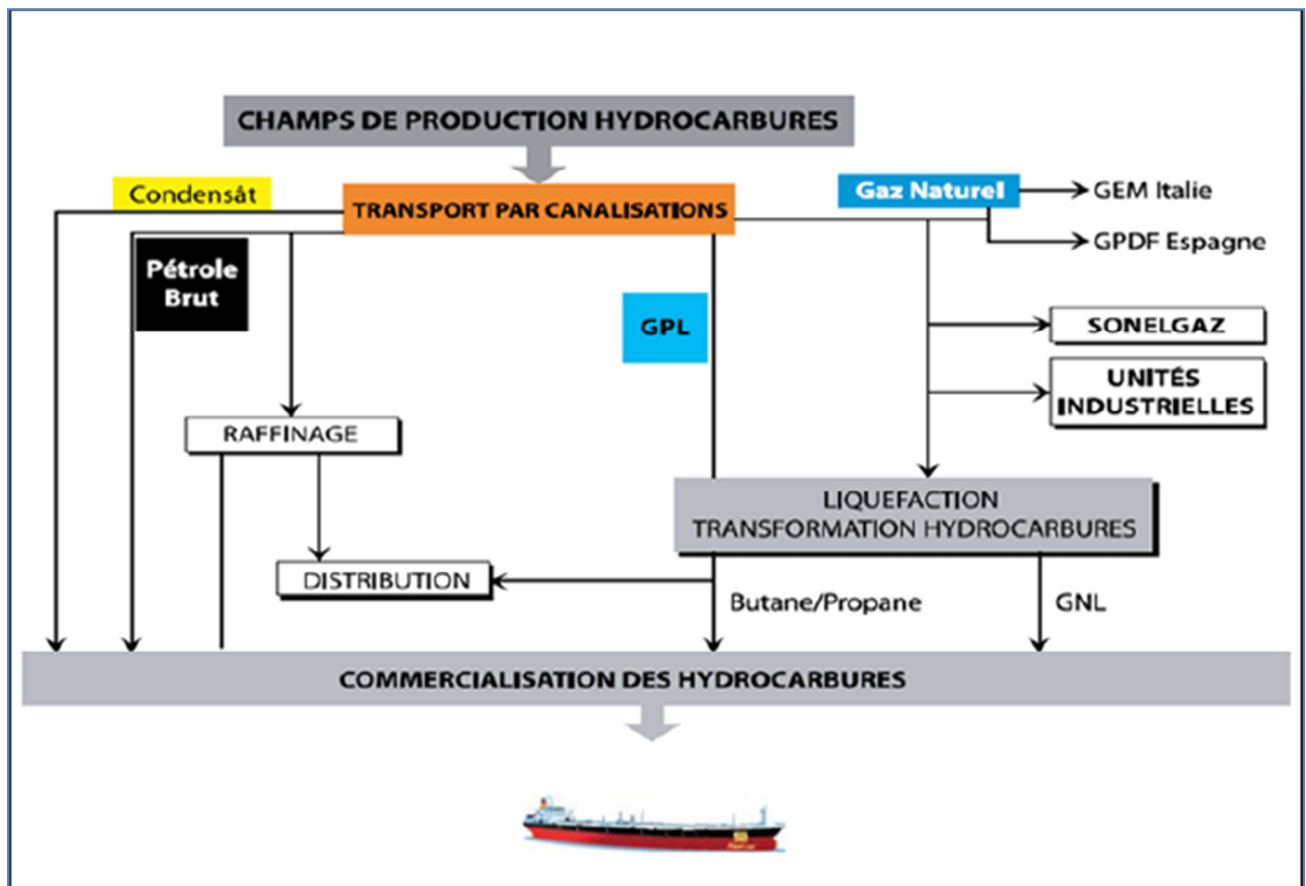


Fig.1.1 : Processus du transport des hydrocarbures à SONTRCAH-TRC [14]

I.3. Généralisés

I.3.1. Le pétrole brut et le condensat

1-Le pétrole brut:

Le pétrole brut est un produit naturel qui résulte de la transformation lente de matières organiques. Ce liquide, huileux inflammable, plus ou moins visqueux, souvent de couleur foncée et d'odeur caractéristique, se compose essentiellement d'hydrocarbures, c'est-à-dire des molécules constituées d'atomes de carbone et d'hydrogène.

Le pétrole brut contient également des impuretés, en particulier du soufre, mais aussi des traces de métaux (nickel, vanadium), d'azote . . . etc.

On distingue trois grandes références de pétrole brut au niveau mondial :

Le Brent : est le nom d'un gisement pétrolier découvert en 1971 en mer du Nord au large d'Aberdeen (Écosse), dont l'exploitation a commencé en 1976. Le terme « brent » caractérise aujourd'hui un pétrole assez léger, issu d'un mélange de la production de 19 champs de pétrole situés en mer du Nord. Brent est un acronyme pour Broom (nom de la formation d'Oseberg du côté britannique de la mer du Nord), Rannoch, Etive, Ness et Tarbert, principales formations géologiques pétrolifères en Mer du Nord.

Malgré une production limitée, le brent (avec le Forties, l'Oseberg et l'Ekofisk) sert de brut de référence au niveau mondial. Son prix détermine celui de 60 % des pétroles extraits dans le monde.

- **Le WTI** : (West Texas Intermediate) est un type de pétrole brut léger. Ceci signifie qu'il a une faible densité et une faible teneur en soufre, ce qui facilite le raffinage. Il s'agit de la deuxième référence la plus échangée sur le marché, derrière le Brent Crude
- **Le Dubaï light pour l'Asie** : l'un des rares brut vendu dans le Golfe il sert de repère sur le marché asiatique, il se caractérise par sa composition, il est en effet plus lourd et plus riche en soufre que les autres références

Malgré une production limitée, le brent sert de brut de référence au niveau mondial.

Son prix détermine celui de 60 % des pétroles extraits dans le monde.

Composition du pétrole brut :

Les molécules qui composent le pétrole peuvent être considérées comme des atomes de carbone, liées entre elles pour former une structure squelette à laquelle sont attachés d'autres éléments, principalement des atomes d'hydrogène. Ces structures diffèrent suivant la forme du squelette :

- les chaînes droites sont les paraffines,
- les anneaux constituent les naphènes,
- les chaînes avec double liaison entre atomes de carbone sont les oléfines,
- les anneaux avec liaison entre les atomes de carbone sont les aromatiques.

3- Le condensat:

Etymologiquement, le terme condensat s'applique à des molécules d'hydrocarbures d'une taille allant de 5 à 10, voir 15 atomes de carbone, présentes dans les gisements de gaz naturel réputés de gaz sec. Ces molécules, gazeuses dans le gisement du fait de la température et de la pression se condensent en parvenant à la surface. Les condensats sont séparés du méthane (qui constitue ce que nous appelons traditionnellement gaz naturel) de l'éthane et des gaz pétrole liquéfiés (propane et butane). Nous distinguons les condensats légers (constitués de molécules de 5 à 10 atomes de carbone, qui ressemblent à des naphas), et les condensats lourds qui comportent des fractions importantes de kérosène et de gasoil. Par ailleurs, les liquides de densité inférieure à 0,8 sont en général réputés "condensats". Ces condensats peuvent être, soit directement issus de gisements d'hydrocarbures liquides, soit obtenus par séparation sur les gisements de gaz.

Caractéristiques du condensat:

Le condensat algérien se présente comme un mélange d'hydrocarbures dont le point final de distillation avoisine les 380° C, nous pouvons donc le considérer comme un pétrole brut très léger (densité 0,720) et dont la teneur en soufre est très basse, 40 à 50 fois moins sulfuré que le mélange Saharien.

Vu sa bonne qualité, le condensat algérien permet, avec un traitement classique de séparation par distillation, l'obtention de : GPL, essences, napha pétrochimique, kérosène, gasoil et fuel, de très bonnes qualités.

Le condensat algérien existe en deux qualités :

- ✓ Le condensat d'Arzew (HR720) provenant de Hassi R'mel, a une teneur élevée en paraffine, il contient du mercure et présente une bonne charge pétrochimique.
- ✓ Le condensat de Bejaia (AR720) provenant d'Adrar, Rhourde Nousse et Hamra, est un condensat coloré, car il est altéré par des traces de brut. Le développement des champs au sud de Hassi R'mel, a imposé l'évacuation, par bouchons, du condensat vers Bejaïa. Ce condensat est moins apprécié par les pétrochimistes.

I-3.2. Réseaux de transport par canalisation

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

- ✓ Les stations d'injection ou de départ constituent les points d'entrée du réseau de transport. Suivant leur configuration et leur position géographique se peuvent être des stations d'atterrage, des terminaux, des stations d'entrée
- ✓ Les stations de compression S.C (pour les gaz) ou stations de pompage (pour les liquides) sont réparties régulièrement le long des réseaux de transport pour maintenir la pression et la vitesse du fluide dans les canalisations.
- ✓ Les postes de livraison permettent P.L de mettre la matière transportée à disposition des destinataires intermédiaires ou finaux.
- ✓ Les postes de sectionnement P.S permettent 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 équipés de coupure pour introduire et recevoir des pistons (pig en anglais), destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation : géométrie, propreté, perte de métal, fissuration,
- ✓ Les postes de détente ou poste de régulation permettent 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 exploités à des pressions différentes.
- ✓ 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.

Le transport par canalisation est généralement le moyen le plus économique de transporter du pétrole ou du gaz naturel sur de grandes distances terrestres.

Pour traverser de grandes distances maritimes, bien que des techniques sous-marines existent, le transport maritime par pétrolier ou méthanier est plus économique.

Etude de l'organisme d'accueil et généralités

Le transport par canalisation de ces hydrocarbures utilise majoritairement des tubes en acier, soudés bout à bout et revêtus pour mieux résister à la corrosion et aux agressions chimiques et mécaniques.

Le fluide transporté dans les canalisations se déplace généralement sous pression, à des vitesses variant de 1 à 6 m/s. La pression et la vitesse de circulation (ou le débit) sont créés par des pompes (pour les liquides) ou des compresseurs (pour les gaz).

Les oléoducs transportent souvent plusieurs natures de liquides, en séquences appelés trains. A l'interface entre deux trains, un mélange partiel de produits se crée. Le bouchon de mélange est éliminé à l'arrivée dans la station de réception.

Les composants du réseau (Figure I.2) :

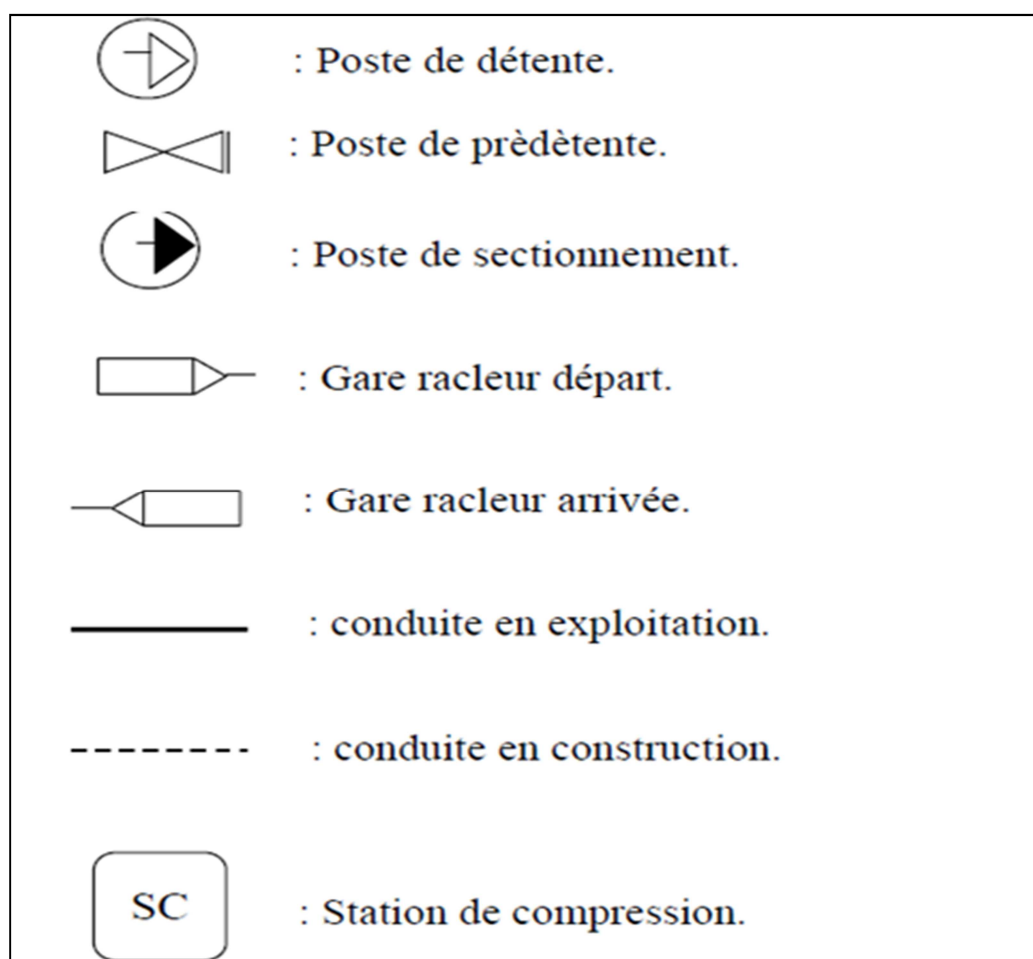


Figure I.2. Les composants du réseau

Et à titre d'exemple on illustre le **RESEAU DU GRAND ALGER (Figure I.3)** : Le réseau du grand Alger, est exploité à moyenne pression, et alimenté à partir de trois sources d'injection (postes de précédente), Gué de Constantine, Birtouta et Hamma.

Etude de l'organisme d'accueil et généralités

Il est constitué principalement des gazoducs suivants :

- Le gazoduc 16'' Gué de Constantine – Port.
- Le gazoduc 20'' Birtouta – Chéraga.
- Le gazoduc 10'' Ain Nâadja – Rais Hamidou.
- Le gazoduc 6'' Stade Olympique – Zeralda.

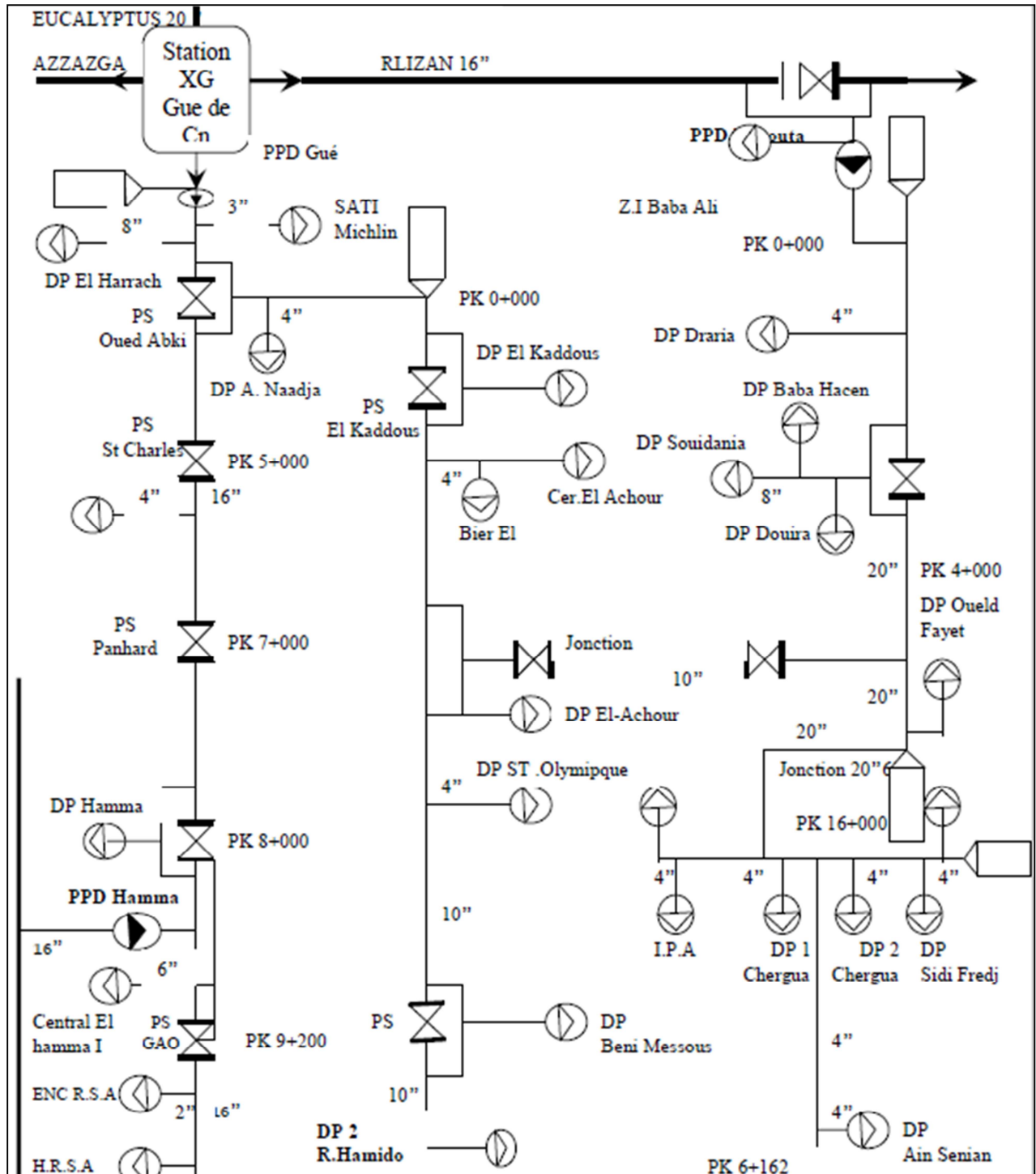


Figure I.3. RESEAU DU GRAND ALGER

I-3.3. Gisements

Les gisements sont les accumulations de pétrole et de gaz dans le sous-sol un peu partout dans le monde (Figure I.4). Mais il faut tout de même que certaines conditions soient réunies pour que ces accumulations puissent se former. Ce qu'on appelle la genèse pétrolière suit 7 étapes fondamentales, incontournables et surtout très, très lentes.

- ✓ D'abord, il faut de la matière capable de se transformer en pétrole, et en quantité suffisante : contenu de la roche mère.
- ✓ Ensuite doivent être réunies les conditions propices à la transformation (maturation) de ce potentiel en pétrole et en gaz.
- ✓ Puis ces tous nouveaux pétroles et gaz effectuent des déplacements (migrations) vers la surface.
- ✓ Durant cette migration, il faut qu'ils rencontrent une roche capable d'en accumuler de grandes quantités : le réservoir.
- ✓ Ce réservoir doit être étanche. Il faudra donc une barrière (couverture), une roche imperméable pour empêcher le pétrole et le gaz de poursuivre leur route. Cette roche, c'est la couverture.
- ✓ Puis, pour accumuler des quantités de pétrole ou de gaz rentables pour l'exploitation, le sous-sol devra présenter une forme (une géométrie fermée) suffisamment grande : c'est le piège.
- ✓ Enfin, une fois bien tranquillement nichés dans leur piège, notre pétrole et notre gaz ne devront pas être déstabilisés par des agressions venues de l'extérieur.



Figure I.4. Gisement du Pétrole en exploitation.

I.3.4. Oléoducs

Les oléoducs (Figure I.5) sont de gros tuyaux qui peuvent transporter de grandes quantités de pétrole, jusqu'à plusieurs dizaines de millions de tonnes par an. Le pétrole y circule grâce à sa mise en pression par des stations de pompage situées tous les 60 à 100 km. Sa vitesse dans les tuyaux est d'environ 2 mètres par seconde (7 km/h).

Un oléoduc est un ensemble constitué :

- D'une canalisation (pipeline).
- D'une station de pompage de départ.
- D'une ou plusieurs stations de pompage intermédiaires.
- D'un terminal de départ et d'arrivée (bacs de stockage).



Figure I.5. Les pipelines (oléoducs).

I-3.5. Réseau de collecte

Ce terme désigne l'ensemble des conduites et des accessoires affectés au transport du brut entre les puits producteurs et un centre de traitement (Figure I.6). On utilise le terme ligne de collecte si on désire parler d'une de ces conduites prises individuellement.



Figure I.6. Réseau de collecte.

I.3.6. Séparateurs de pétrole

Appareil sous forme de cylindre destiné à la séparation du brut en 3 phases : huile, eau et gaz. Sous l'effet de différence de densité, l'eau retenue dans son compartiment inférieur et le gaz accumulé dans sa partie haute en sont extraits (Figure I.7).

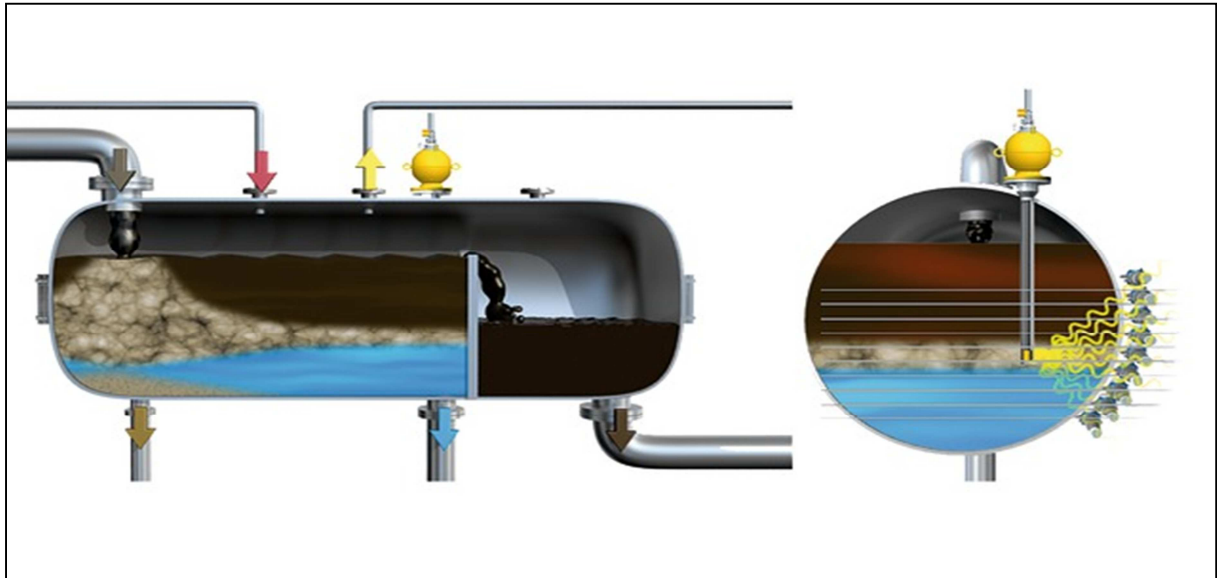


Figure I.7. Séparateur de pétrole.

I.3.7. Station de pompage

Station permettant l'élévation de la pression du brut à des valeurs permettant son écoulement dans la conduite (Figure I.8). Cette élévation permet de compenser la perte de charge qui se produit le long de la conduite provoquée par les frottements.

Ces installations représentent une faible part du coût totale, néanmoins elles requièrent d'importantes études.



Figure I.8. Station de pompage d'un Oléoduc

I.3.8. Station de traitement

L'huile, isolée par le séparateur, devra être traitée afin de fournir un brut commercialement négociable. Tout d'abord les émulsions d'eau doivent être détruites, ensuite l'huile subit un dessalage par lavage à l'eau douce. Elle sera ensuite expédiée par oléoduc.

I.3.9. Bacs de stockage

Dans l'industrie pétrolière ce terme désigne les grands réservoirs où sont stockés les différents produits pétroliers, ils sont constitués d'une robe fermée et d'un toit. On peut distinguer deux types de réservoirs :

les bacs à «toit fixe», et les bacs à «toit flottant» (Figure I.9) .

Ces derniers sont adoptés pour le stockage des produits volatils (Pétrole brut et essences), car ils apportent une solution commode et efficace au problème de la réduction des pertes par évaporation. Le toit mobile, coulissant verticalement dans la robe, repose directement sur le produit stocké dont il suit les variations de niveau.

Les réservoirs de stockage peuvent être classés selon différents critères :

- Matériau utilisé.
- Situation par rapport au sol.
- Forme.
- Position.
- La nature du produit stocké.

Les réservoirs utilisés pour le stockage du pétrole brut et des produits pétroliers (autres que les GPL) sont des réservoirs cylindriques verticaux aériens en acier. Une des classifications de ces réservoirs consiste à les différencier selon le type de couverture (Toit). On distingue :

- Les cuves ouvertes, qui ne comportent pas de toit. Leur emploi est limité aux liquides que l'on peut, sans danger pour leur qualité et pour l'environnement, exposer à l'air libre.
- Les réservoirs à toit fixe sont pourvus d'un toit et permettent donc une meilleure conservation des produits volatils, dangereux ou polluants.
- Les réservoirs à toit flottant comprennent une structure flottante directement posée sur le liquide que l'on installe soit dans une cuve ouverte soit dans un réservoir à toit fixe. Ces réservoirs, en raison de leur remarquable capacité à réduire les pertes par

évaporation sont réservés aux produits volatils. La capacité de ces réservoirs peut être très importante (plus de 35 000 m³).



Figure I.3.9. Bacs de stockage.

➤ Les cuves ouvertes :

Ces réservoirs sont principalement destinés au stockage d'eau d'incendie et des eaux de ballast. Ils ne conviennent pas pour le stockage des produits pétroliers

➤ Réservoir à toit fixe :

Le stockage des produits peu volatils et à faible tension de vapeur (inférieure à 0,1 bar) est réalisé dans des réservoirs où la partie supérieure est recouverte d'un toit fixe. Ce dispositif permet d'empêcher leur contamination par des agents extérieurs (pluie, poussières, . . .). Le fond et la robe du réservoir sont du même type que sur les cuves ouvertes. Cependant, la présence du toit fixe assure une rigidité au sommet de la robe qui permet d'éviter l'installation d'un raidisseur.

On classe les réservoirs à toit fixe en deux catégories :

- ✓ Réservoirs à toit supporté.
- ✓ Réservoirs à toit autoportant.

Ces toits sont constitués d'une charpente soutenue par un ou plusieurs poteaux (pour des diamètres supérieurs à 25 mètres) qui s'appuient sur le fond du réservoir. Les toits autoportants sont soit coniques soit sphériques.

➤ Réservoir à toit flottant :

Le toit flottant est un disque mobile qui flotte sur le liquide en suivant les mouvements de descente et de montée du produit. Pour permettre ces déplacements, un espace annulaire libre existe entre le toit et la robe de la cuve. Il est obturé par un système d'étanchéité déformable qui permet au toit de coulisser sans entraves à l'intérieur de la robe. Il existe deux types de réservoirs à toit flottant :

- ✓ Les réservoirs à toit flottant externe, dont le toit est installé à l'air libre dans des cuves ouvertes.
- ✓ Les réservoirs à toit flottant interne, dont le toit est placé à l'intérieur de réservoir à toit fixe.

➤ Réservoirs à toit flottant externe :

Le réservoir proprement dit n'est autre qu'une cuve ouverte. La face inférieure du toit est complètement mouillée par le liquide sur lequel le toit flotte. Pratiquement aucun espace vapeur n'existe, ce qui permet de réduire considérablement les pertes par évaporation et les risques d'incendie.

➤ Réservoirs à toit flottant interne :

Ce sont des réservoirs à toit fixe dans lesquels est installé un toit flottant simplifié également appelé écran flottant. Le toit fixe peut être soit de type supporté, avec poteaux verticaux à l'intérieur du réservoir, soit du type autoportant sans poteaux. Lorsque la structure comporte des poteaux, ils traversent le toit flottant par des puits équipés de joints d'étanchéité des puits. Ces réservoirs sont particulièrement bien adaptés pour le stockage des produits volatils dont il faut assurer la conservation, préserver la pureté ou limiter l'émission des vapeurs vers l'atmosphère.

Parcs de stockage:

Ce terme désigne un espace où se situe un ensemble de bacs connectés à une canalisation d'entrée et une autre de sortie et éventuellement connectés entre eux.

I.3.10. Les terminaux:

Dans l'industrie pétrolière, le terme terminal désigne l'une ou l'autre extrémité d'un itinéraire de transport d'hydrocarbures utilisé pour la réception ou l'expédition de ceux-ci à terre ou en mer, il peut désigner les parcs de stockage d'un produit, comme il peut désigner des raffineries ou des ports situés aux extrémités finales des pipelines.

Les relais de pression sont assurés, en certains points de la ligne, par les stations de pompage. D'une manière générale, les terminaux désignent les extrémités d'une canalisation.

I.3.11. Le raffinage pétrolier

Définition et catégories :

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que l'essence, le fioul lourd ou le naphta. Le pétrole brut est un mélange hétérogène d'hydrocarbures divers (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène), inutilisable en l'état. Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement. On en distingue en général deux grands types :

- les produits énergétiques, tels que l'essence, le diesel (gazole) ou le fioul ;
- les produits non-énergétiques, tels que les lubrifiants, le bitume et les naphthas utilisés en pétrochimie.

Le raffinage ne se limite plus aujourd'hui à la séparation des différents hydrocarbures. Des procédés chimiques complexes sont également mis en œuvre afin d'optimiser les produits finaux. Les différentes coupes pétrolières peuvent ainsi subir des transformations, des améliorations et des mélanges pour obtenir des produits commercialisables et répondant aux normes environnementales.

Fonctionnement technique ou scientifique

A son arrivée dans la raffinerie, le pétrole brut est stocké dans de grands réservoirs. Les pétroles bruts sont stockés et séparés selon leur teneur en soufre. Celle-ci détermine les procédés de raffinage à utiliser. Chaque unité de raffinage abrite un procédé industriel physico-chimique différent (Figure I.10).

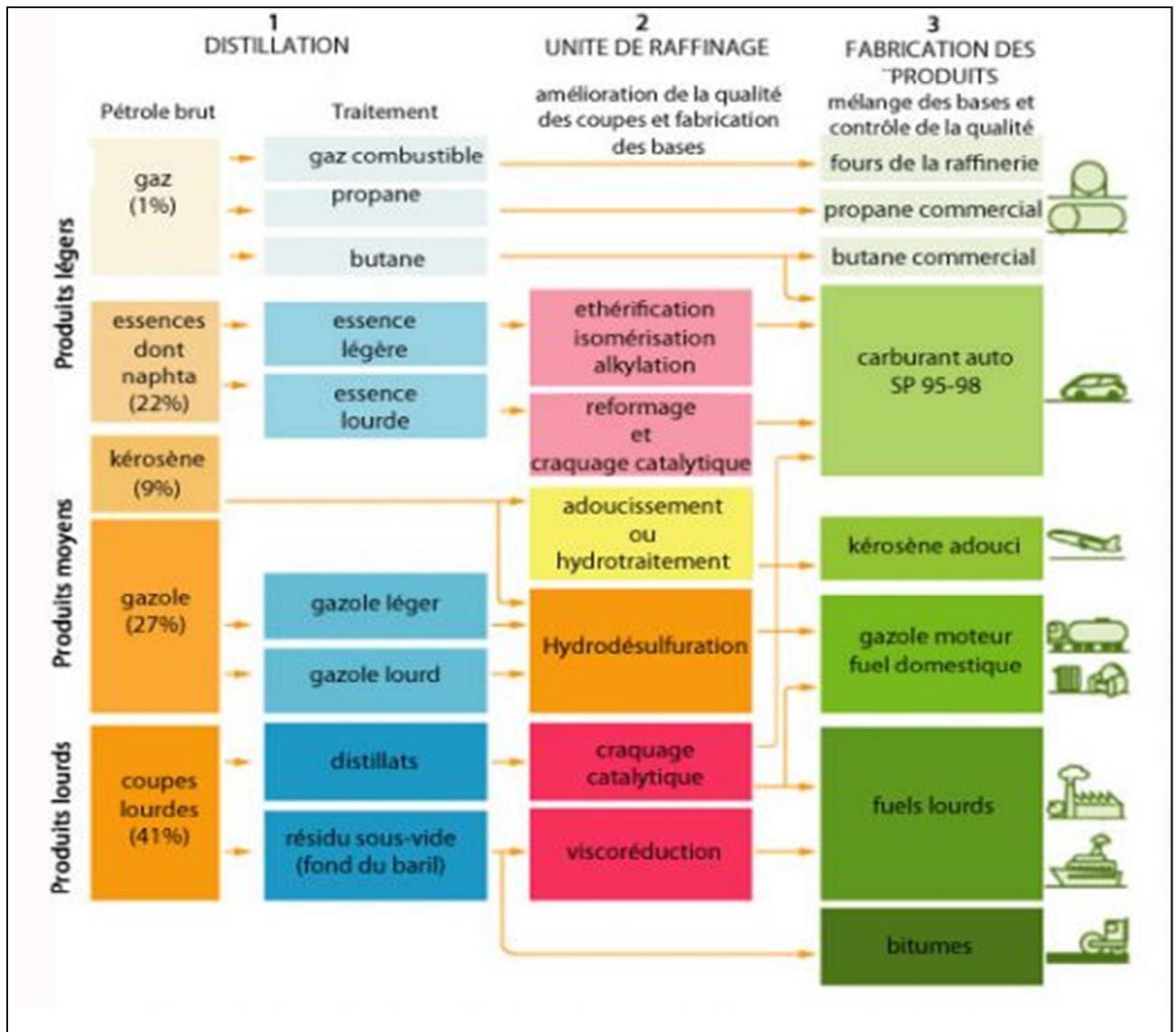


Figure I.10. Principe de fonctionnement d'une raffinerie.

La distillation du pétrole brut en vue d'obtenir les produits intermédiaires

La distillation du pétrole brut est réalisée en deux étapes complémentaires. Une première distillation dite atmosphérique permet de séparer les gaz, les essences et le naphta (coupes légères), le kérosène et le gazole (coupes moyennes) et les coupes lourdes. Les résidus des coupes lourdes subissent ensuite une distillation dite sous vide afin de séparer certains produits moyen (Figure I.11).

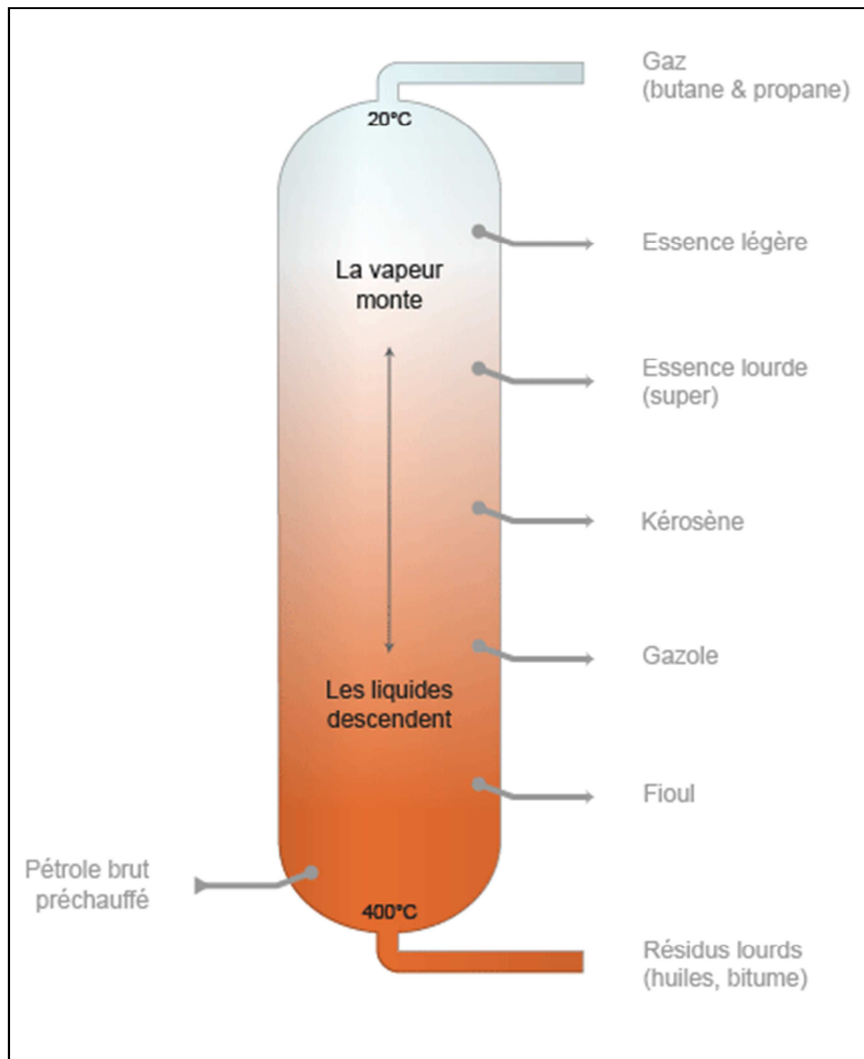


Figure I.3.11. Tour de distillation du pétrole.

I.4. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation de quelques généralités sur le transport par canalisation du pétrole brut et du condensat. Les principales notions étant définies, Nous pouvons aborder notre étude.

CHAPITRE II

Description et problématique.

II.1. Introduction

Le réseau algérien de transport des hydrocarbures par canalisation s'étale sur de longues distances allant jusqu'à 1000 km pour certaines canalisations. Il représente le moyen le plus approprié pour un acheminement continu des hydrocarbures.

Il se subdivise en deux parties :

- un réseau Sud qui permet d'acheminer les hydrocarbures produits au sud de Hassi R'Mel et Hassi Messaoud, vers ces derniers.
- un réseau Nord qui permet d'acheminer les hydrocarbures à partir de Hassi R'Mel et Hassi Messaoud vers les unités de traitement en aval (raffineries, unités de liquéfaction, centres de séparation de GPL, . . .) et vers les ports d'exportation (Arzew, Béjaïa et Skikda). Ces deux réseaux sont interconnectés au niveau du Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides (CDHL) à Haoud El Hamra pour les hydrocarbures liquides. Pour le gaz naturel les deux réseaux sont interconnectés au niveau du Centre National de Dispatching du Gaz naturel (CNDG) à Hassi R'mel.

II.2. Terminal de HEH:

II.2.1. La Direction régionale Haoud El Hamra (RTH)

La Direction régionale Haoud El Hamra (RTH) (Figure II.1) située à 30 km au Nord-est de Hassi Messaoud qui est l'une des cinq régions de l'activité transport par canalisations se trouve être le cœur du réseau de transport. Les principaux collecteurs de brut (OH1, OH2, OH3, OH4) se retrouvent à l'entrée du centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) afin que le brut soit distribué aux différents terminaux départ : OK1, OB1, OZ1, et OZ2 (voir figure II.2) , à travers 3 lignes de sortie reliant le CDHL aux parcs de stockage, sachant que chacune d'elles ne peut alimenter qu'un seul parc à la fois, ceci est dû aux vannes non réglables. Depuis la salle de contrôle du CDHL, l'ingénieur manipule les différentes vannes du manifold et contrôle les débits réceptionnés et expédiés vers les parcs de stockage. Au niveau de chaque parc se trouve également une salle de contrôle où les ingénieurs peuvent facilement contrôler les bacs de stockage, les débits de réception et d'expédition vers les terminaux arrivées. La mission de la direction régionale Haoud El Hamra consiste en : La réception d'hydrocarbures provenant des champs de production par des réseaux de collecte à travers le CDHL; Le comptage des hydrocarbures; Le contrôle qualité des produits

Description du réseau Algérien de transport des hydrocarbures et problématique

réceptionnés; Le stockage et l'expédition des produits par oléoducs vers les différentes raffineries et les différents terminaux marins. Pour réaliser toutes les tâches liées au transport du brut, RTH reçoit la production via (4) pipelines de différents diamètres et longueurs dont : OH1, OH2, OH3, OH4.

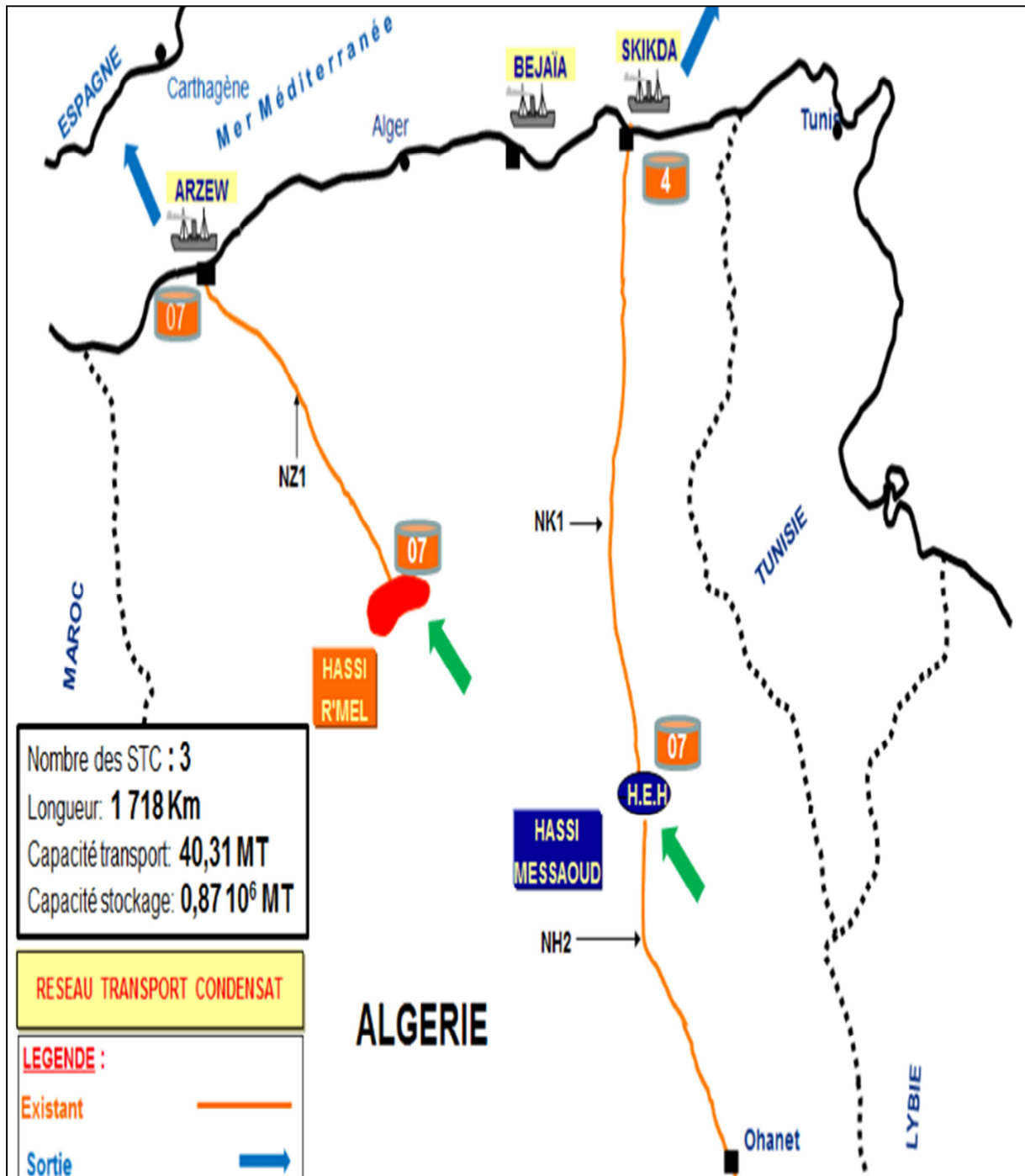


Figure II.1. Carte du Réseau de Transport du condensat en Algérie

Description du réseau Algérien de transport des hydrocarbures et problématique

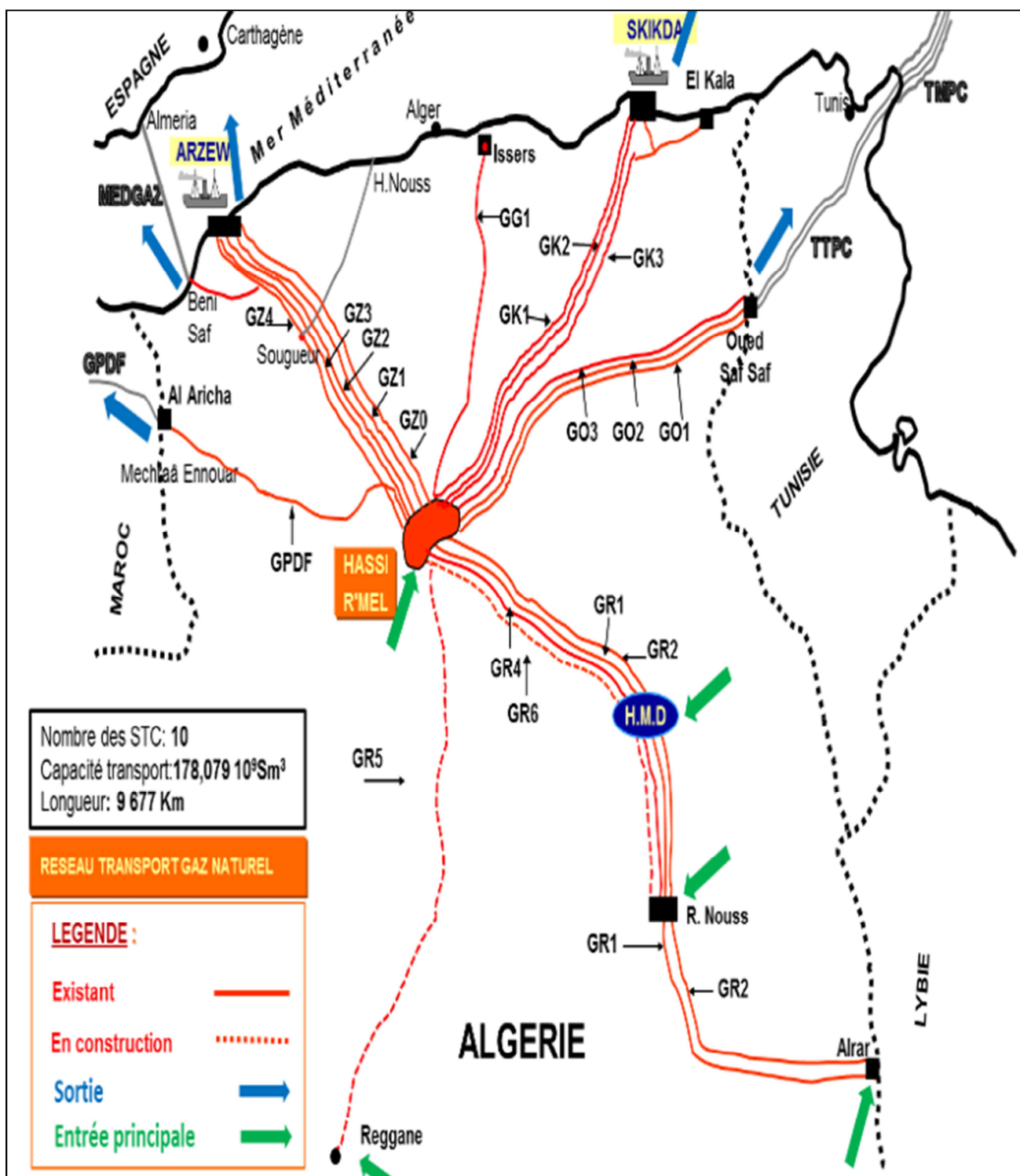


Figure II.2. Carte du Réseau de Transport du Gaz Naturel en Algérie

Les renseignements concernant ces canalisations sont donnés dans le tableau suivant:

Code	Origine	destination	Diamètre (Cm)	Longueur (Km)	Capacité réelle (M.T.A)	Débit Horaire Min (M.T.A)	Débit Horaires MAX (MTA)
OH1	In Aminas	HEH	30	630	8.9	355	2143
OH2	Mesdar	HEH	26	108	12	778	4666
OH3/ OH4	Hassi Berkane	HEH	30	192/ 169.5	30	939/ 939	5638/ 5638

Tableau II.1. Les différentes canalisations.

II.2.2 . Le Centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL)

Le CDHL est établi à la périphérie de Hassi Messaoud ; il a été mis en œuvre en juin 1995, et son rôle consiste à :

- Recevoir la production des gisements du Sud,
- Opérer le comptage,
- Stocker momentanément le brut pour décantation,
- Procéder aux contrôles de qualité à partir de plusieurs prélèvements des produits,
- Distribuer et expédier, par oléoduc le produit vers les régions du Nord (ports d'Arzew, Béjaïa, Skikda et différentes raffineries).

- Gérer les débits des canalisations, ce qui veut dire : déterminer le bon débit de chaque ligne à chaque moment ou à chaque état du réseau car celui-ci peut être perturbé, par plusieurs paramètres (Consignation, éclatement de pipeline, problème technique. . .).

La banalisation des produits à leur arrivée au CDHL est assurée par un manifold qui réalise toutes les connexions et, ainsi, permet la plus haute flexibilité d'alimentation des trois parcs de stockage. Afin d'éviter toute surpression anormale et dangereuse, ce centre est équipé de soupapes de sécurité. Ce parc tient donc une place prépondérante au sein de ce

réseau puisqu'il assume un rôle de carrefour, intermédiaire entre le Sud et le Nord, et de centre de gestion de la distribution (Figure. II.3).

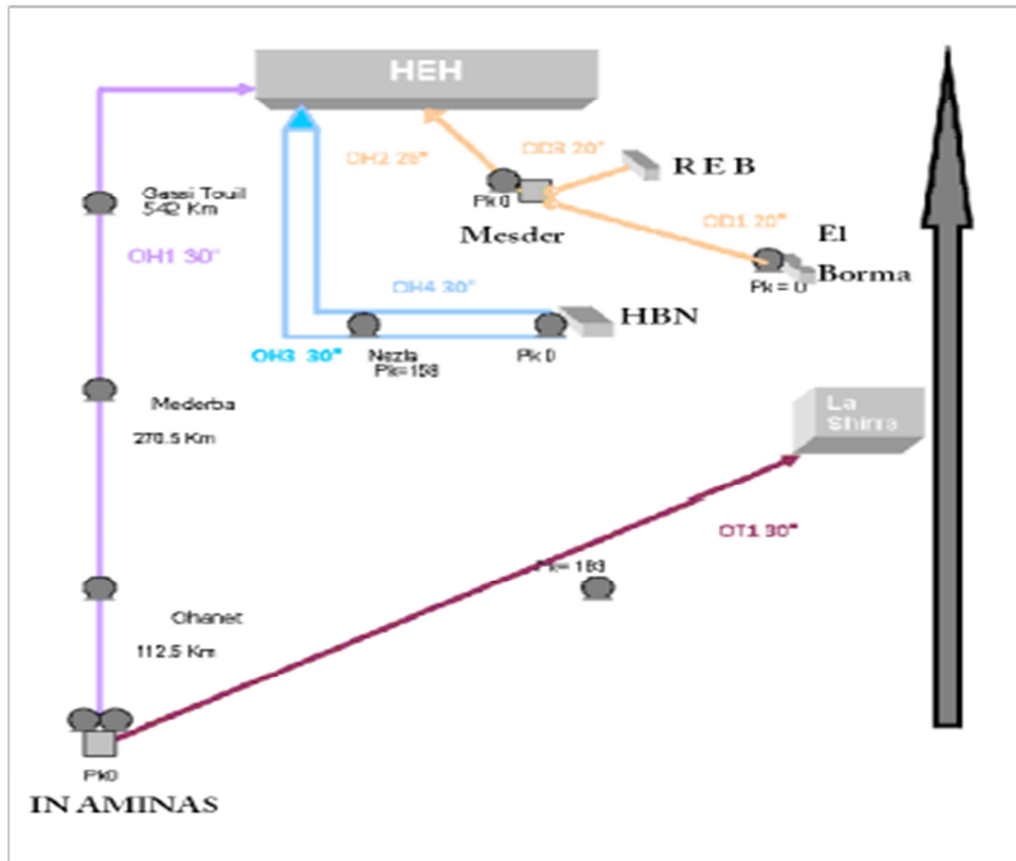


Figure II.3 : Réseau sud de transport du pétrole brut.

II.3 . Processus de fonctionnement des parcs de stockage de HEH

- Le remplissage de bacs.
- Le jaugeage de quantité se trouvant dans chaque bac.
- La décantation des bacs afin de séparer l'eau et les sédiments du brut : ceci S'effectue en laissant le produit se reposer avant son envoi durant un laps de temps jugé suffisant pour une bonne décantation.
- Purger l'eau de chaque bac qui permet de diminuer la teneur en BSW: Basic Sédiments and Water (Teneur en eau et sédiments), la teneur en sel ainsi que la densité du brut et son volume.

Stockage

Les bacs existants à HEH sont des bacs à toit flottant qui permettent la réduction des pertes par évaporation et des risques d'incendie.

Un bac est caractérisé par un stock mort et un stock utile :

Stock mort : Ce stock est déterminé par la hauteur limite inférieure du toit flottant du bac, elle est définie par la hauteur des béquilles qui ne doivent pas laisser le toit se reposer sur le fond du bac (1.5 à 2 m), et par les pompes auxiliaires aux turbines qui ne s'arrêtent pas par basse pression, car au-delà de cette limite les pompes d'expédition peuvent subir des dommages très graves.

Stock utile : Ce stock est la différence entre le stock maximum et le stock mort.

II.4. Description de la chaîne pétrolière algérienne

La chaîne pétrolière (système) algérienne est constituée de :

- ❖ Une ou plusieurs sources de pétrole brut (les gisements) situées au Sud du pays : des centres de production d'huile et de stockage (Sud algérien).
- ❖ Un réseau de pipelines reliant les centres de traitement aux terminaux de départ (réseau secondaire ou réseau de collecte).
- ❖ Un réseau de pipelines reliant les centres de stockage au centre de transfert final de Haoud El Hamra (HEH) ;
- ❖ Un centre de départ CDHL (Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides) de HEH.
- ❖ Un réseau de pipelines reliant HEH au Nord (Terminaux Arrivée).
- ❖ Des terminaux Arrivée situés au Nord : à savoir les raffineries et les ports d'exportation.

Le système, objet de l'étude, commence à partir des champs, où un ou plusieurs gisements se collectent dans un centre de production afin de subir des traitements préliminaires. Un réseau de pipelines, dit secondaire, démarre de ces derniers vers un centre de stockage

Description du réseau Algérien de transport des hydrocarbures et problématique

"terminal départ", ou directement vers un point de piquage situé sur un pipeline principal. A partir des terminaux départ, le brut sera expédié via un réseau de pipelines "réseau principal".

La quasi-totalité de brut saharien est acheminée vers le centre de dispatching de Haoud El Hamra, d'où, le brut sera envoyé vers les quatre terminaux arrivée : Skikda via OK1, Bejaia via OB1, OG1 à partir de Beni Mansour et Arzew via OZ1 et OZ2. Une partie de brut expédié vers Skikda est destinée à l'exportation, l'autre fait l'objet d'une charge de la raffinerie RA1K. De même pour Arzew, une partie est consommée au niveau de la raffinerie RA1Z et l'autre est destinée l'exportation. La figure suivante schématise la ligne et le terminal arrivée de Skikda (Figure II.4.).

Tout le brut à destination de Bejaia est destiné à l'exportation. Pour Alger, la raffinerie RA1G recueille tout le brut transporté par OG1. Les quantités transportées par l'oléoduc OT1 sont acheminées vers le port tunisien de La Skhira.

Dans le cas de notre travail, on s'intéressera uniquement au Réseau Sud transportant les hydrocarbures liquides (pétrole brut, condensat).

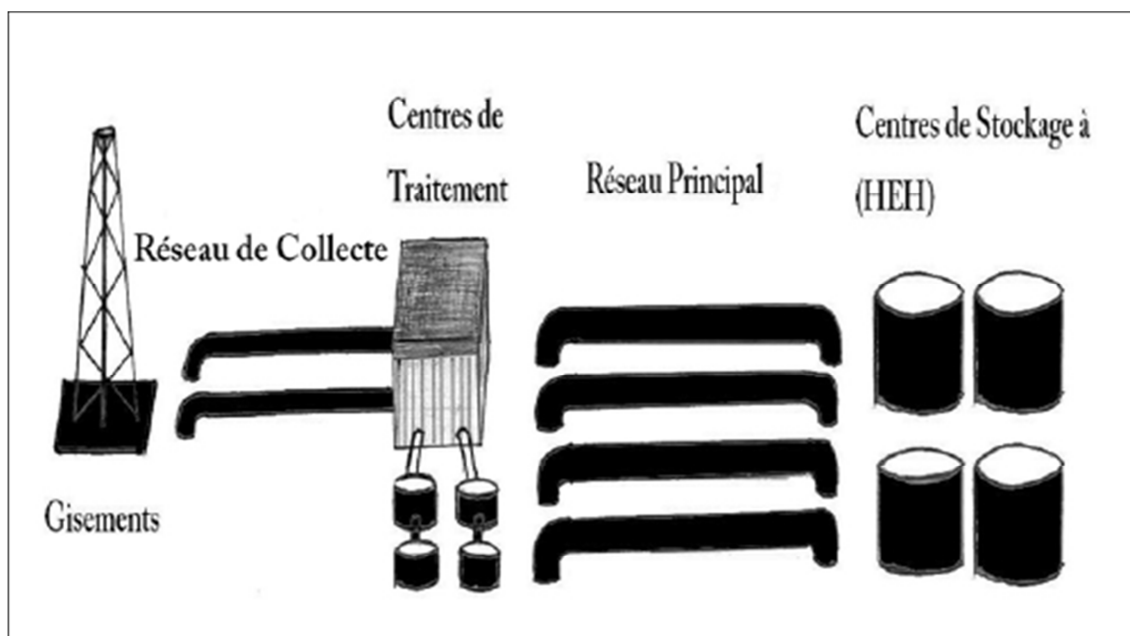


Figure II.4 : schéma simplifié du réseau sud.

II.5 . Problématique

L'augmentation de la demande en hydrocarbures exige le développement des activités d'exploration se traduisant par la découverte de nouveaux gisements. Le problème consiste à optimiser le volume du pétrole brut et du condensat transporté par le réseau sud. Ainsi, la problématique principale est de trouver des réponses aux questions suivantes :

- Quels gisements faut-il exploiter?
- Les capacités de traitement sont-elles suffisantes pour traiter les quantités éventuellement produites? Sinon, quelles capacités faut-il installer?

L'exploitation de nouveaux gisements s'accompagne de la production des quantités de plus en plus importantes de brut à évacuer vers les points de consommation (raffineries et exportation) : Le réseau de transport (secondaire et principal) et les capacités de stockage seront-ils suffisants pour assurer l'expédition des quantités additionnelles de production ou nécessiteront-ils une extension? Où pourront se situer les goulots d'étranglement et plus précisément, sur quel tronçon de pipeline? Dans ce cas, comment assurer la cohérence des flux?

II.6. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation des problématiques et aux principaux objectifs assignés à nos études. La modélisation des problèmes qui fera l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE II

Description et problématique.

II.1. Introduction

Le réseau algérien de transport des hydrocarbures par canalisation s'étale sur de longues distances allant jusqu'à 1000 km pour certaines canalisations. Il représente le moyen le plus approprié pour un acheminement continu des hydrocarbures.

Il se subdivise en deux parties :

- un réseau Sud qui permet d'acheminer les hydrocarbures produits au sud de Hassi R'Mel et Hassi Messaoud, vers ces derniers.
- un réseau Nord qui permet d'acheminer les hydrocarbures à partir de Hassi R'Mel et Hassi Messaoud vers les unités de traitement en aval (raffineries, unités de liquéfaction, centres de séparation de GPL, . . .) et vers les ports d'exportation (Arzew, Béjaïa et Skikda). Ces deux réseaux sont interconnectés au niveau du Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides (CDHL) à Haoud El Hamra pour les hydrocarbures liquides. Pour le gaz naturel les deux réseaux sont interconnectés au niveau du Centre National de Dispatching du Gaz naturel (CNDG) à Hassi R'mel.

II.2. Terminal de HEH:

II.2.1. La Direction régionale Haoud El Hamra (RTH)

La Direction régionale Haoud El Hamra (RTH) (Figure II.1) située à 30 km au Nord-est de Hassi Messaoud qui est l'une des cinq régions de l'activité transport par canalisations se trouve être le cœur du réseau de transport. Les principaux collecteurs de brut (OH1, OH2, OH3, OH4) se retrouvent à l'entrée du centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) afin que le brut soit distribué aux différents terminaux départ : OK1, OB1, OZ1, et OZ2 (voir figure II.2) , à travers 3 lignes de sortie reliant le CDHL aux parcs de stockage, sachant que chacune d'elles ne peut alimenter qu'un seul parc à la fois, ceci est dû aux vannes non réglables. Depuis la salle de contrôle du CDHL, l'ingénieur manipule les différentes vannes du manifold et contrôle les débits réceptionnés et expédiés vers les parcs de stockage. Au niveau de chaque parc se trouve également une salle de contrôle où les ingénieurs peuvent facilement contrôler les bacs de stockage, les débits de réception et d'expédition vers les terminaux arrivées. La mission de la direction régionale Haoud El Hamra consiste en : La réception d'hydrocarbures provenant des champs de production par des réseaux de collecte à travers le CDHL; Le comptage des hydrocarbures; Le contrôle qualité des produits

Description du réseau Algérien de transport des hydrocarbures et problématique

réceptionnés; Le stockage et l'expédition des produits par oléoducs vers les différentes raffineries et les différents terminaux marins. Pour réaliser toutes les tâches liées au transport du brut, RTH reçoit la production via (4) pipelines de différents diamètres et longueurs dont : OH1, OH2, OH3, OH4.

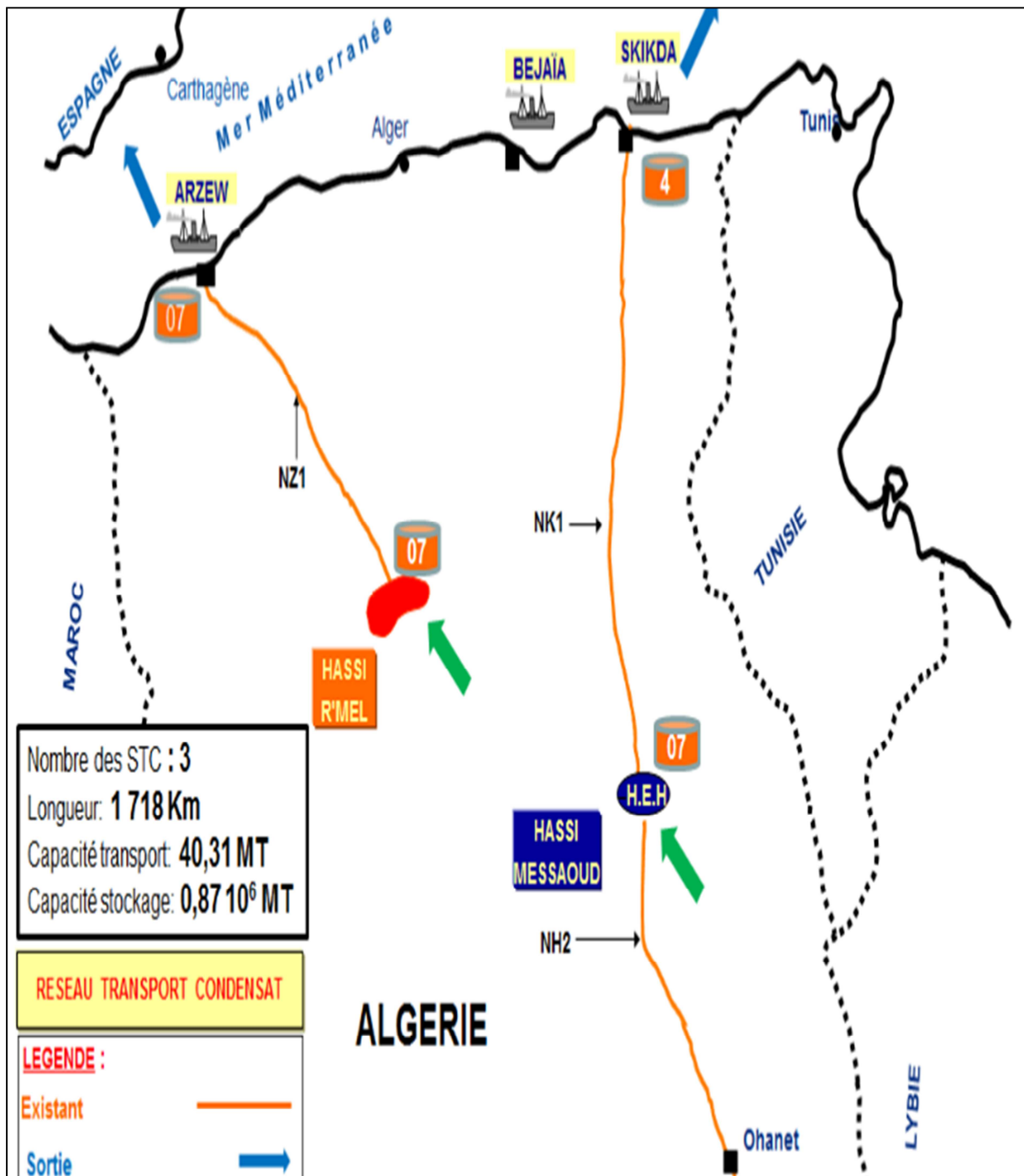


Figure II.1. Carte du Réseau de Transport du condensat en Algérie

Description du réseau Algérien de transport des hydrocarbures et problématique

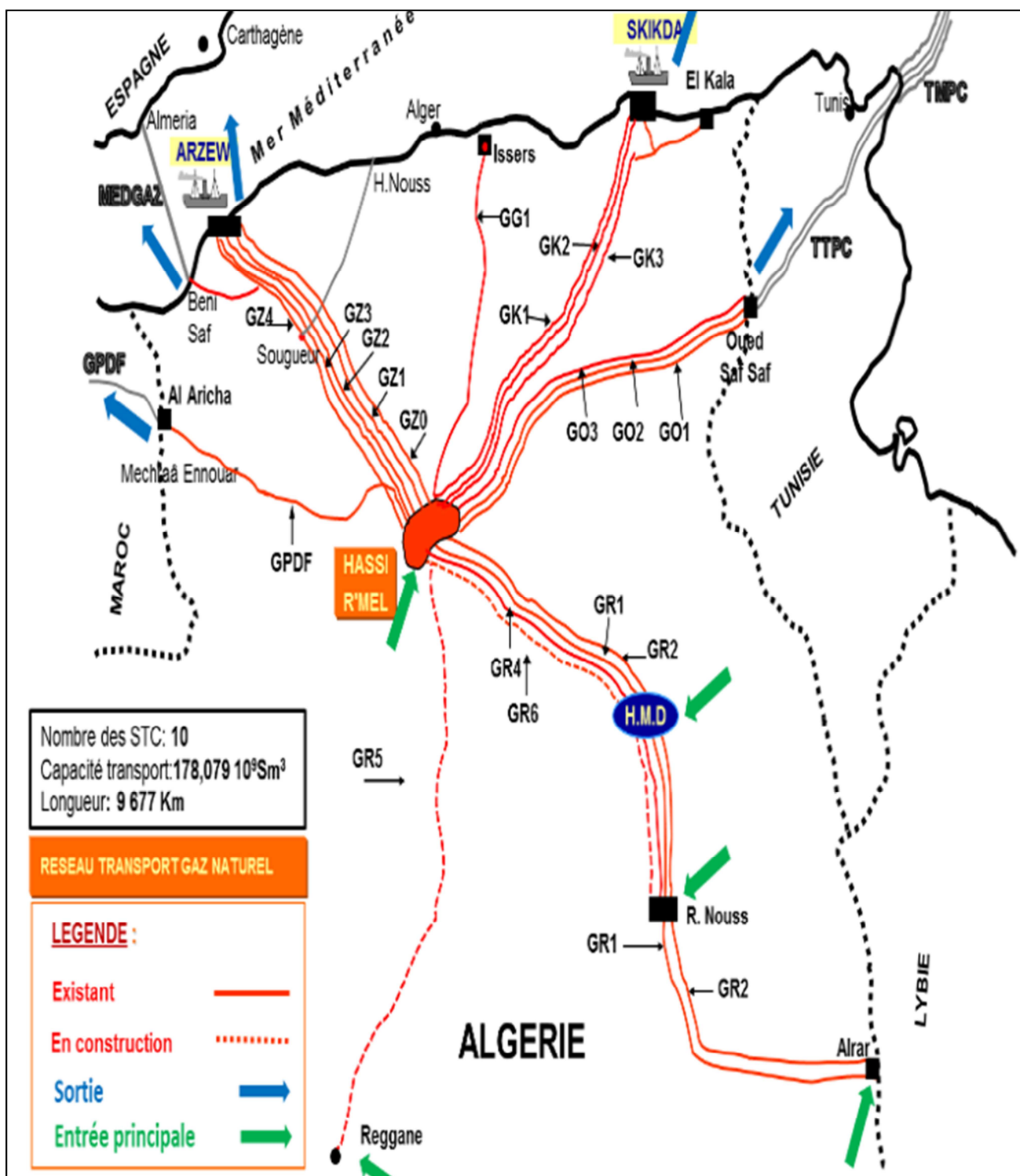


Figure II.2. Carte du Réseau de Transport du Gaz Naturel en Algérie

Les renseignements concernant ces canalisations sont donnés dans le tableau suivant:

Code	Origine	destination	Diamètre (Cm)	Longueur (Km)	Capacité réelle (M.T.A)	Débit Horaire Min (M.T.A)	Débit Horaires MAX (MTA)
OH1	In Aminas	HEH	30	630	8.9	355	2143
OH2	Mesdar	HEH	26	108	12	778	4666
OH3/ OH4	Hassi Berkane	HEH	30	192/ 169.5	30	939/ 939	5638/ 5638

Tableau II.1. Les différentes canalisations.

II.2.2 . Le Centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL)

Le CDHL est établi à la périphérie de Hassi Messaoud ; il a été mis en œuvre en juin 1995, et son rôle consiste à :

- Recevoir la production des gisements du Sud,
- Opérer le comptage,
- Stocker momentanément le brut pour décantation,
- Procéder aux contrôles de qualité à partir de plusieurs prélèvements des produits,
- Distribuer et expédier, par oléoduc le produit vers les régions du Nord (ports d'Arzew, Béjaïa, Skikda et différentes raffineries).

- Gérer les débits des canalisations, ce qui veut dire : déterminer le bon débit de chaque ligne à chaque moment ou à chaque état du réseau car celui-ci peut être perturbé, par plusieurs paramètres (Consignation, éclatement de pipeline, problème technique. . .).

La banalisation des produits à leur arrivée au CDHL est assurée par un manifold qui réalise toutes les connexions et, ainsi, permet la plus haute flexibilité d'alimentation des trois parcs de stockage. Afin d'éviter toute surpression anormale et dangereuse, ce centre est équipé de soupapes de sécurité. Ce parc tient donc une place prépondérante au sein de ce

réseau puisqu'il assume un rôle de carrefour, intermédiaire entre le Sud et le Nord, et de centre de gestion de la distribution (Figure. II.3).

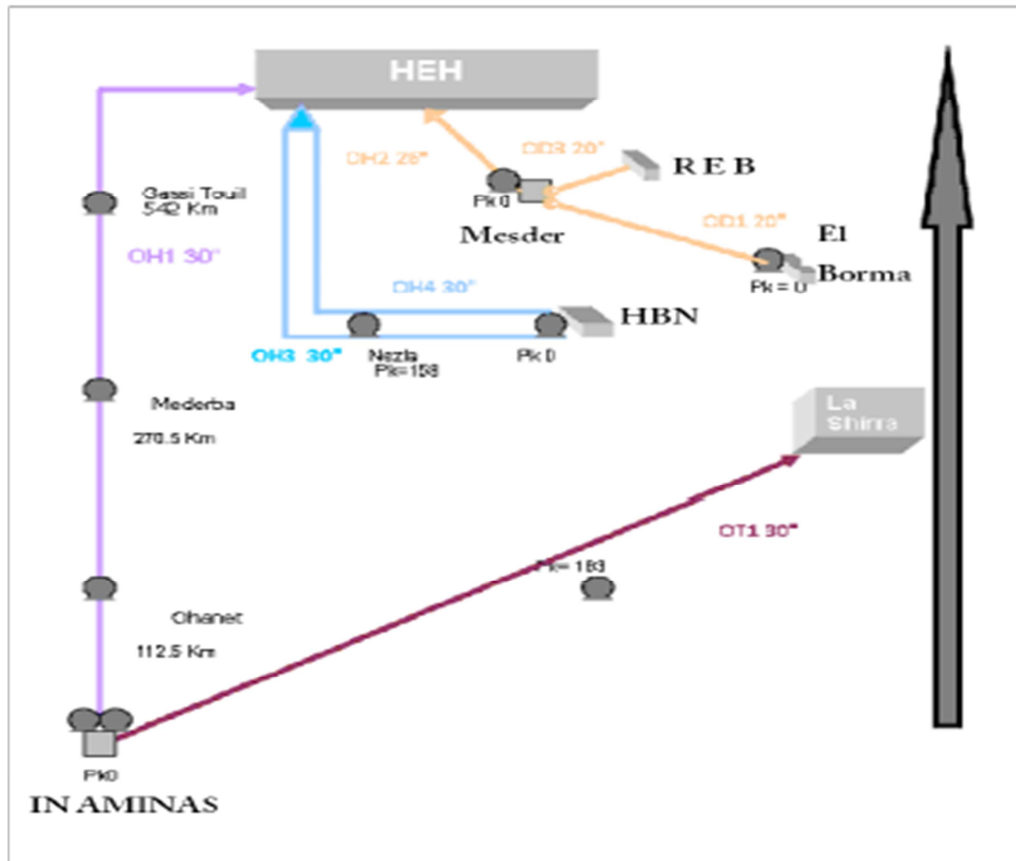


Figure II.3 : Réseau sud de transport du pétrole brut.

II.3 . Processus de fonctionnement des parcs de stockage de HEH

- Le remplissage de bacs.
- Le jaugeage de quantité se trouvant dans chaque bac.
- La décantation des bacs afin de séparer l'eau et les sédiments du brut : ceci

S'effectue en laissant le produit se reposer avant son envoi durant un laps de temps jugé suffisant pour une bonne décantation.

- Purger l'eau de chaque bac qui permet de diminuer la teneur en BSW: Basic Sédiments and Water (Teneur en eau et sédiments), la teneur en sel ainsi que la densité du brut et son volume.

Stockage

Les bacs existants à HEH sont des bacs à toit flottant qui permettent la réduction des pertes par évaporation et des risques d'incendie.

Un bac est caractérisé par un stock mort et un stock utile :

Stock mort : Ce stock est déterminé par la hauteur limite inférieure du toit flottant du bac, elle est définie par la hauteur des béquilles qui ne doivent pas laisser le toit se reposer sur le fond du bac (1.5 à 2 m), et par les pompes auxiliaires aux turbines qui ne s'arrêtent pas par basse pression, car au-delà de cette limite les pompes d'expédition peuvent subir des dommages très graves.

Stock utile : Ce stock est la différence entre le stock maximum et le stock mort.

II.4. Description de la chaîne pétrolière algérienne

La chaîne pétrolière (système) algérienne est constituée de :

- ❖ Une ou plusieurs sources de pétrole brut (les gisements) situées au Sud du pays : des centres de production d'huile et de stockage (Sud algérien).
- ❖ Un réseau de pipelines reliant les centres de traitement aux terminaux de départ (réseau secondaire ou réseau de collecte).
- ❖ Un réseau de pipelines reliant les centres de stockage au centre de transfert final de Haoud El Hamra (HEH) ;
- ❖ Un centre de départ CDHL (Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides) de HEH.
- ❖ Un réseau de pipelines reliant HEH au Nord (Terminaux Arrivée).
- ❖ Des terminaux Arrivée situés au Nord : à savoir les raffineries et les ports d'exportation.

Le système, objet de l'étude, commence à partir des champs, où un ou plusieurs gisements se collectent dans un centre de production afin de subir des traitements préliminaires. Un réseau de pipelines, dit secondaire, démarre de ces derniers vers un centre de stockage

Description du réseau Algérien de transport des hydrocarbures et problématique

"terminal départ", ou directement vers un point de piquage situé sur un pipeline principal. A partir des terminaux départ, le brut sera expédié via un réseau de pipelines "réseau principal".

La quasi-totalité de brut saharien est acheminée vers le centre de dispatching de Haoud El Hamra, d'où, le brut sera envoyé vers les quatre terminaux arrivée : Skikda via OK1, Bejaia via OB1, OG1 à partir de Beni Mansour et Arzew via OZ1 et OZ2. Une partie de brut expédié vers Skikda est destinée à l'exportation, l'autre fait l'objet d'une charge de la raffinerie RA1K. De même pour Arzew, une partie est consommée au niveau de la raffinerie RA1Z et l'autre est destinée l'exportation. La figure suivante schématise la ligne et le terminal arrivée de Skikda (Figure II.4.).

Tout le brut à destination de Bejaia est destiné à l'exportation. Pour Alger, la raffinerie RA1G recueille tout le brut transporté par OG1. Les quantités transportées par l'oléoduc OT1 sont acheminées vers le port tunisien de La Skhira.

Dans le cas de notre travail, on s'intéressera uniquement au Réseau Sud transportant les hydrocarbures liquides (pétrole brut, condensat).

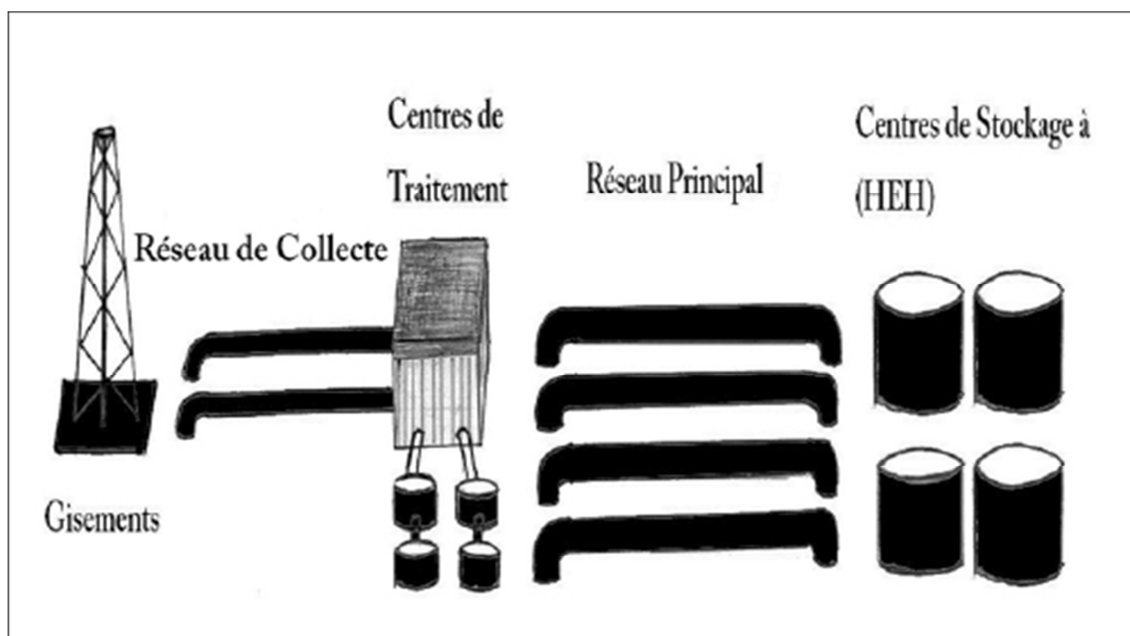


Figure II.4 : schéma simplifié du réseau sud.

II.5 . Problématique

L'augmentation de la demande en hydrocarbures exige le développement des activités d'exploration se traduisant par la découverte de nouveaux gisements. Le problème consiste à optimiser le volume du pétrole brut et du condensat transporté par le réseau sud. Ainsi, la problématique principale est de trouver des réponses aux questions suivantes :

- Quels gisements faut-il exploiter?
- Les capacités de traitement sont-elles suffisantes pour traiter les quantités éventuellement produites? Sinon, quelles capacités faut-il installer?

L'exploitation de nouveaux gisements s'accompagne de la production des quantités de plus en plus importantes de brut à évacuer vers les points de consommation (raffineries et exportation) : Le réseau de transport (secondaire et principal) et les capacités de stockage seront-ils suffisants pour assurer l'expédition des quantités additionnelles de production ou nécessiteront-ils une extension? Où pourront se situer les goulots d'étranglement et plus précisément, sur quel tronçon de pipeline? Dans ce cas, comment assurer la cohérence des flux?

II.6. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation des problématiques et aux principaux objectifs assignés à nos études. La modélisation des problèmes qui fera l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE III

Modélisation du problème

III.1. Introduction

L'analyse d'un problème de décision doit être conçue comme un processus d'information, dans lequel, le modèle doit refléter (prudemment et interactivement) dans une certaine mesure la manière de penser, mais aussi les préférences et exigences précises des décideurs. Dans ce concept, le but de l'homme d'étude n'est pas de prendre une décision mais plutôt d'aider les décideurs à comprendre leur problème en prenant en considération leurs points de vue dans la modélisation. Une démarche d'aide à la décision consiste à utiliser un modèle pour « reproduire » la problématique et les préférences des décideurs. La notion de modèle décisionnel met en évidence la distance qui sépare la problématique réelle et la présentation simplifiée qui est utilisée pour aider les décideurs. De plus, en se référant à l'approche systématique, la notion de modèle évoque aussi la subjectivité de la démarche d'aide à la décision. Par ailleurs, il est impossible de considérer toutes les actions potentielles et tous les critères qui peuvent influencer la décision. Certains éléments du système sont donc négligés [5].

III.2. Modélisation des données du problème

III.2.1. Les ensembles :

- i : Gisement du pétrole brut ou de condensat:
- j : Pipelines de réseau de collecte:
- k : Centre de traitement du pétrole brut ou de condensat:
- l : Pipelines de réseau principal:
- m : point de stockage à (HEH):
- n : Point de demande vers le réseau nord.

III.2.2. Les données du problème:

CP_i : Coût de production d'un $1m^3$ de pétrole brut ou de condensat du gisement(i).

CTS_j : Coût de transport d'un $1m^3$ de pétrole brut ou de condensat du pipeline (j) dans réseau de collecte.

CT_k : Coût de traitement d'un m^3 de pétrole brut ou de condensat dans le centre de traitement (k).

Formulation mathématique et modélisation

CTP_l : Coût de transport d'1m³de pétrole brut ou de condensat du pipe (l) dans le réseau principal.

CS_m : Coût de stockage d'un m³ de pétrole brut ou de condensat dans le point de stockage (m).

$P1_i$: Capacité maximale de production de pétrole brut ou de condensat du gisement (i).

$P2_i$: Capacité minimale de production de pétrole brut ou de condensat du gisement (i).

FS_j : Flux Maximal du pétrole brut ou de condensat du pipe (j) dans le réseau de collecte.

QT_k : Capacité de traitement maximale du centre de traitement (k).

FP_l : Flux maximal du pétrole brut ou de condensat du pipeline (l) dans le réseau principal.

QS_m : Capacité de stockage maximale du point de stockage (m):

D_m : La demande de pétrole brut ou de condensat de chaque point de demande (n) en m³ par jour.

α_n : Pourcentage minimum de la demande de pétrole brut ou de condensat au niveau du point de demande n (une valeur comprise entre 0 et 1).

III.2.3. Les Variables de décision:

p_i : La production de pétrole du gisement (i) en m³par jour.

fs_j : Le flux de pétrole du pipeline (j) dans le réseau du collecte en m³ par jour.

qt_k : La quantité de pétrole traitée dans le centre de traitement (k) en m³par jour.

fp_l : Le flux de pétrole de la pipeline (l) dans le réseau principal en m³par jour.

qs_m : La quantité de pétrole stockée dans le point de stockage (m) en m³par jour.

d_n : La Quantité du Pétrole Brut ou Condensat évacuée vers le point de demande (n).

III.3. Les Contraintes du problème

III.3.1. Contraintes relatives aux capacités de production:

$$p_i \geq P2_i, i = \overline{1, r}$$

$$p_i \leq P1_i, i = \overline{1, r}$$

Pour tout gisement fixé (i), la quantité produite doit être inférieure ou égale à sa production maximale et supérieure ou égale à sa production minimale.

III.3.2. Contraintes relatives aux capacités de transport "réseau de collecte":

$$fS_j \leq FS_j, j = \overline{1, p}.$$

La quantité transportée via chaque pipeline fixé (j) de réseau de collecte, doit être inférieure ou égale à sa capacité de transport.

III.3.3. Contraintes relatives aux capacités de traitement:

$$qt_k \leq QT_k, k = \overline{1, s}.$$

La quantité traitée par chaque centre de traitement fixé (k), doit être inférieure ou égale à sa capacité globale de traitement.

III.3.4. Contraintes relatives aux capacités de transport "réseau principal":

$$fp_l \leq FP_l, l = \overline{1, t}$$

La quantité transportée dans chaque pipeline principale fixé (l), doit être inférieure ou égale à sa capacité maximale de transport.

III.3.5. Contraintes relatives aux capacités de stockage:

$$qS_m \leq QS_m, m = \overline{1, v}.$$

La quantité stockée dans chaque point de stockage fixé (m), doit être inférieure ou égale à sa capacité de stockage maximale.

III.3.6. Contraintes relatives à la Production-traitement:

$$\sum_{j=1}^p fS_j \geq \sum_{i=1}^r p_i$$

La quantité évacuée via le réseau de collecte doit être supérieure ou égale à la production globale des gisements. C.-à-d., que les capacités de réseau de collecte permettent de gérer toutes les quantités éventuellement produites par tous les gisements de production

$$\sum_{k=1}^s qt_k \geq \sum_{j=1}^r fs_j$$

La quantité traitée par l'ensemble des centres de traitement doit être supérieure ou égale à la quantité évacuée via le réseau de collecte. C.-à-d., que les capacités des centres de traitement permettent de traiter toute quantité acheminée par le réseau de collecte.

III.3.7. Contraintes relatives aux transport-traitement:

$$\sum_{l=1}^t fp_l \geq \sum_{k=1}^s qt_k$$

Les quantités évacuées par le réseau principal ne doivent pas dépasser les quantités traitées dans les points de stockage de **(HEH)**.

III.3.8. Contraintes relatives aux transport-stockage:

$$\sum_{m=1}^v qs_m \geq \sum_{l=1}^t fp_l$$

Les quantités évacuées par le réseau principal ne doivent pas dépasser les quantités stockées dans l'ensemble des points de stockage à **(HEH)**.

III.3.9. Contraintes relatives à la Production-Stockage:

$$\sum_{m=1}^v qs_m \geq \sum_{i=1}^r p_i$$

Les quantités produites au niveau des gisements de production ne doivent pas dépasser les quantités stockées dans l'ensemble des points de stockage à **(HEH)**.

III.3.10. Contraintes relatives à la Demande:

$$\sum_{m=1}^v qs_m \geq \sum_{n=1}^w \alpha_n D_n$$
$$\sum_{m=1}^v qs_m \leq \sum_{n=1}^w d_n$$

La quantité stockée dans l'ensemble des points de stockage de (HEH) doit satisfaire au maximum la demande de marché.

III.4. La fonction objective du problème

La fonction objectif ou définition de l'objet de l'optimisation est de minimiser la somme des coûts de production, de traitement, de transport sur le réseau de collecte, de stockage et de transport via le réseau principal, afin de satisfaire la demande de brut (raffinage et exportation).

$$z(\min) = \sum_{i=1}^r CP_i \times p_i + \sum_{j=1}^p CTS_j \times fs_j + \sum_{l=1}^t CTP_l \times fp_l + \sum_{k=1}^s CT_k \times qt_k + \sum_{m=1}^v CS_m \times qs_m$$

Alors on aura le programme linéaire suivant:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 z(\min) = \sum_{i=1}^r CP_i \times p_i + \sum_{j=1}^p CTS_j \times fs_j + \sum_{l=1}^t CTP_l \times fp_l + \sum_{k=1}^s CT_k \times qt_k + \sum_{m=1}^v CS_m \times qs_m \\
 p_i \geq P2_i \quad \quad \quad i = \overline{1, r} \\
 p_i \leq P1_i \quad \quad \quad i = \overline{1, r} \\
 fs_j \leq FS_j \quad \quad \quad j = \overline{1, p} \\
 qt_k \leq QT_k \quad \quad \quad k = \overline{1, s} \\
 fp_l \leq FP_l \quad \quad \quad l = \overline{1, t} \\
 qs_m \leq QS_m \quad \quad \quad m = \overline{1, v} \\
 \sum_{j=1}^p fs_j \geq \sum_{i=1}^r p_i \\
 \sum_{k=1}^s qt_k \geq \sum_{j=1}^p fs_j \\
 \sum_{l=1}^t fp_l \geq \sum_{k=1}^s qt_k \\
 \sum_{m=1}^v qs_m \geq \sum_{i=1}^r p_i \\
 \sum_{m=1}^v qs_m \geq \sum_{l=1}^t fp_l \\
 \sum_{m=1}^v qs_m \geq \sum_{n=1}^w \alpha_n D_n \\
 \sum_{m=1}^v qs_m \geq \sum_{n=1}^w d_n \\
 p_i \geq 0; fs_j \geq 0; qt_k \geq 0; fp_l \geq 0; qs_m \geq 0; d_n \geq 0
 \end{array} \right.$$

La résolution du modèle nous permet d'obtenir les éléments suivants:

- La production optimale par gisement par jour.
- La quantité optimale à traiter par centre de traitement par jour.
- La quantité optimale à stocker par point de stockage par jour.
- La quantité optimale à transporter via le réseau secondaire par jour.
- La quantité optimale à transporter via le réseau principal par jour.

L'optimisation nous renseigne également sur :

Formulation mathématique et modélisation

- La mise en production des nouveaux gisements et leurs capacités de production optimales.
- Le dimensionnement optimal des nouveaux centres de traitement
- les nouveaux pipelines du réseau secondaire et principal et leurs capacités ainsi que

Les extensions optimales du réseau existant.

Chaque capacité additionnelle engendre un investissement.

Le modèle détermine tous les montants des investissements nécessaires pour chaque maillon de la chaîne, à savoir :

- Les investissements nécessaires pour la mise en production des nouveaux Gisements.
- Les investissements relatifs aux nouveaux centres de traitements;
- Les investissements relatifs aux nouveaux pipelines et à l'extension du réseau actuel.

III.5. Taille du modèle:

III.5.1. Nombre de contraintes :

Posons :

- ❖ Nb_i = nombre de gisements du réseau.
- ❖ Nb_j = nombre de pipes dans le réseau de collecte.
- ❖ Nb_k = nombre de centres de traitement du réseau.
- ❖ Nb_l = nombre de pipes dans le réseau principal.
- ❖ Nb_m = nombre de bacs dans les points de stockage à (HEH).
- ❖ Nb_n = nombre de points de demande vers le réseau nord.

Nombre de contraintes relatives à la production des gisements:

$$N_1 = Nb_i \times 2$$

Nombre de contraintes relatives à la Capacité de réseau de collecte:

$$N_2 = Nb_j$$

Nombre de contraintes relatives aux capacités des centres de traitement:

$$N_3 = Nb_k$$

Formulation mathématique et modélisation

Nombre de contraintes relatives à la Capacité de réseau principal:

$$N_4 = Nb_i$$

Nombre de contraintes relatives aux capacités des bacs de stockage à (HEH):

$$N_5 = Nb_m$$

Nombre de contraintes relatives à la Production-Traitement :

$$N_6 = 2$$

Nombre de contraintes relatives aux Transport-Traitement:

$$N_7 = 1$$

Nombre de contraintes relatives aux Transport-Stockage:

$$N_8 = 1$$

Nombre de contraintes relatives à la Production-Stockage:

$$N_9 = 1$$

Nombre de contraintes relatives à la Demande vers le réseau nord:

$$N_{10} = 1$$

Nous aurons ainsi un nombre total de contraintes égal à :

$$Nb_i \times 2 + Nb_j + Nb_k + Nb_l + Nb_m + 7$$

III.5.2. Nombre de variables :

Nombre de Variables p_i :

$$|p_i| = Nb_i$$

Nombre de Variables $f s_j$:

$$|f s_j| = Nb_j$$

Nombre de Variables $q t_k$:

$$|q t_k| = Nb_k$$

Nombre de Variables $f p_l$:

$$|f p_l| = Nb_l$$

Nombre de Variables $q s_m$:

$$|q s_m| = Nb_m$$

Nombre de Variables D_n :

$$|D_n| = Nb_n$$

Nous aurons au total un nombre de variables égal à

$$Nb_i + Nb_j + Nb_k + Nb_l + Nb_m + Nb_n$$

III.6. Choix de la méthode de résolution

L'analyse du modèle obtenu montre qu'on est en présence d'un programme linéaire en plus la taille n'est pas très importante donc nous envisageons d'utiliser des méthodes exactes pour sa résolution. Le choix de la méthode de résolution adéquate au modèle n'a pas été difficile pour nous, le décideur veut avoir une solution le plus rapidement possible, donc nous avons pris en considération le facteur du temps d'exécution. Notons aussi que le modèle se présente comme programme linéaire en variables continues, après l'analyse de ce dernier nous avons optés pour la méthode : primal du simplexe.

Ce choix est justifié par ce qui suit :

- ✓ Problème linéaire à variables continues.
- ✓ Problème de taille pas très importante.

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des formulations mathématiques de notre problème et par la suite nous avons obtenu des représentations de la réalité qui permettra de mettre en évidence les différents paramètres du problème.

L'analyse du premier modèle mathématique du problème posé, montre qu'on est en présence d'un problème linéaire, aux variables continues.

Après l'étape de modélisation du problème, on parvient à l'étape du choix de la méthode de résolution, c'est le but du chapitre suivant.

CHAPITRE IV

Méthodes de résolution

IV.1. Introduction

Dans l'analyse d'un système, il est important de bien faire la distinction entre le fond des techniques utilisées et le cadre méthodologique de leur emploi, et de ne pas être tenté de vouloir réduire ce qui est un esprit et une méthode à un simple arsenal de techniques plus au moins sophistiquées. D'ailleurs, ces techniques s'affinent ou évoluent, le cadre méthodologique, lui même, ne changera guère. En essayant d'être aussi rationnel que possible, nous avons pu identifier notre travail à la logique schématique que nous traçons ci-dessous et qui représente la méthodologie générale de l'analyse des systèmes. C'est la théorie de complexité des algorithmes qui, en donnant un sens précis aux termes d'algorithmes "efficaces" a permis d'asseoir l'optimisation combinatoire sur une base théorique solide. C'est ainsi que la complexité d'un problème, d'un système peut être mesurée par :

- Le nombre de ses composants.
- La nature du système : les systèmes indécidables sont plus complexes que les systèmes déterministes.

On peut, d'autre part, prendre en compte la quantité d'informations internes au système, ce qui conduit à considérer comme plus simple, un système ayant plusieurs composants identiques, par rapport à un système ayant un même nombre de composants mais tous différents.

- On peut tenir compte également de la complexité géométrique du système c'est ce que l'on fait, par exemple, en distinguant entre un système discret et un système continue. Notant que certains systèmes, complexes lorsque leur description est exacte, peuvent devenir moins complexes à certain degré d'approximation.

La notion de complexité des problèmes est donc très importantes, car si un problème est identifié comme facile, on connaît un algorithme fini et efficace pour le résoudre, par-contre s'il est identifié comme étant un problème complexe il sera difficile de trouver un algorithme efficace pour le résoudre, il est alors justifié de se contenter d'exigences plus limitées : résolution approchée du problème posé, résolution d'un problème voisin plus simple.

L'exécution des méthodes dites exactes (programmation dynamique, séparation et évaluation) Pour la résolution des problèmes NP-Difficiles risque de prendre un temps de calcul considérable, notamment si la taille du problème est très grande. Afin d'éviter ce genre de situation on se contente souvent d'une solution dite approchée nous utilisons certaines

méthodes appelées "méthodes approchées" ou "heuristiques", une solution dont la valeur de la fonction objectif correspondant se rapproche de celle de la solution exacte.

L'analyse du modèle mathématique du problème posé, montre qu'on est en présence d'un problème linéaire qui est en fonction de variables continues, de plus le problème posé n'étant pas de taille importante nous envisageons d'utiliser des méthodes exactes pour sa résolution.

IV.2. Programmation mathématique

IV.2.1. Formulation générale de programmation mathématique [7] :

Un programme mathématique (PM) est un problème d'optimisation de la forme :

$$(PM) \begin{cases} \min_{x \in R^n} f(x) \\ \text{s. c} \\ D = \{x \in \Omega \subseteq R^n \mid g_i(x) \leq 0; i = 1, \dots, m \text{ et } h_j(x) = 0, j = 1, \dots, p \} \end{cases}$$

Où $f: R^n \rightarrow R$ est une fonction continûment différentiable appelée fonction objectif et D est appelé ensemble des solutions réalisables, avec g et h sont des fonctions définies de R^n dans R . La formulation mathématique (PM) signifie que l'on cherche à trouver la solution $x^* \in D$ dont la valeur de la fonction objectif est la plus petite.

- Un point $x^* \in D$ est une solution optimale locale de (PM) si : $\exists V$ (voisinage) de x^* tel que:

$f(x^*) \leq f(x), \forall x \in V$ et on note par $\underset{D}{loc} \min f(x)$ l'ensemble des solutions optimales locales de

(PM).

IV.3. Modèle de programmation linéaire et terminologie élémentaire [6]:

IV.3.1. Programme linéaire :

Un programme linéaire (PL) est un problème d'optimisation consistant à maximiser (minimiser) une fonction objectif linéaire à n variables soumises à un ensemble de contraintes exprimées sous forme d'équations ou d'inéquations linéaires. A l'origine, le terme programme a le sens de planification opérationnelle mais il est aujourd'hui employé comme synonyme de problème.

Forme générale d'un programme linéaire :

$$\left\{ \begin{array}{l} \max(\min) z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i \quad i \in I \subseteq \{1 \dots m\} \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_k \quad k \in I \subseteq \{1 \dots m\} \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i \quad r \in R \subseteq \{1 \dots m\} \end{array} \right.$$

Les nombres a_{ij} ; b_j ; c_j sont les paramètres du modèle ; ce sont des nombres connus avant la résolution.

Pour $i = 1 \dots m$ et $j = 1 \dots n$ on appelle :

c_j : Coefficients de la fonction objectif $Z(X)$ (appelée également fonction économique).

a_{ij} : Coefficient des contraintes.

b_j : Membres de droite des contraintes.

Les variables (de décisions) x_j sont indéterminées a priori : la résolution du modèle consiste précisément à déterminer la valeur des variables qui optimisent la fonction objective $Z(X)$ tout en respectant les contraintes formulées. Remarquons que la fonction objective et les membres de gauche des contraintes sont des fonctions linéaires des variables, ce qui justifie l'appellation donnée au modèle.

Un autre objectif principal sera de traiter une des questions fondamentales de la programmation linéaire : l'analyse de sensibilité, ou analyse post-optimale, dont l'objet est d'étudier la façon dont une modification des hypothèses du modèle affecte la solution optimale calculée précédemment.

IV.3.2. Programme linéaire [7] :

- Les variables x_1 ; ... x_n sont les variables de décisions du problème.
- Une solution est une affectation de valeurs aux variables du problème.
- Une solution est admissible (réalisable) si elle satisfait toutes les contraintes du problème.

- Le domaine admissible D d'un (PL) est l'ensemble des solutions admissibles du problème.
- La solution optimale d'un (PL) (si elle existe) est formée des valeurs optimales des variables du problème et de la valeur associée de la fonction objective.
- Minimiser une fonction (Z); revient à maximiser (-Z).

IV.3.3. Définitions [6 ,7]:

Définition (Ecriture sous forme standard) :

Soit le programme linéaire suivant :

$$\begin{cases} \min Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i & i = 1 \dots m \\ x_i \geq 0 & j = 1 \dots n \end{cases}$$

Le programme linéaire(PS) est écrit sous forme standard

On pose :

$$\begin{aligned} A &= (a_{ij})_{i=1\dots m \text{ et } j=1\dots n}; \text{Rang}(A) = m \\ X &= (x_1, x_2 \dots x_n)^t \\ C &= (c_1; c_2 \dots c_n) \\ b &= (b_1; b_2 \dots b_n) \end{aligned}$$

Le problème peut s'écrire sous forme matricielle de la manière suivante :

$$P(s) \begin{cases} \text{Min} Z = CX \\ AX = b \\ X \geq 0 \end{cases}$$

- Tout programme linéaire peut être ramené à une forme standard.

Notation :

Etant donnée un programme linéaire sous forme standard tel que le système $AX = B$ soit de plein rang, on appelle base de ce programme linéaire un ensemble $j \subset \{1, 2, \dots, n\}$ d'indice de colonnes tel que la matrice A soit carrée non singulière. En d'autres termes une base J d'indices de colonnes de A tel que l'ensemble des colonnes $\{A^j, j \in J\}$ constitue une base (au sens de l'algèbre linéaire) de l'espace vectoriel engendré par les colonnes de A c'est-à-dire de R^m (puisque $\text{Rang}(A) = m$). Pour éviter toute confusion si j est une base on dit que A^j est la matrice de base correspondante à j .

Définition (Solution de base) :

A une base j du programme linéaire (PS) on associe une solution du système linéaire(1):

$$\begin{cases} x_j = (A^j)^{-1}b \\ x_j = 0 \quad j \in J \end{cases}$$

Cette solution est dite solution de base correspondante à la base J .

En d'autres termes, la solution de base associée à la base j du programme linéaire (PS) est obtenue en fixant à 0 les variables hors base et en résolvant le système carrée résultant.

A une base correspond donc une seule solution de base.

Définition (Ecriture sous forme canonique par rapport à la base) :

Soit le programme linéaire (PC) :

$$\begin{cases} x_j = (A^j)^{-1}b \\ x_j = 0 \quad j \in J \end{cases}$$

Cette solution est dite solution de base correspondante à la base j .

En d'autres termes, la solution de base associée à la base J du programme linéaire (PS) est obtenue en fixant à 0 les variables hors base et en résolvant le système carrée résultant.

A une base correspond donc une seule solution de base.

Définition (Ecriture sous forme canonique par rapport à la base) :

Soit le programme linéaire (PC) :

$$(PC) \begin{cases} \{x_j + (A^j)^{-1}A^{\bar{j}}x_{\bar{j}} = (A^j)^{-1}b \\ (C^{\bar{j}} - \pi A^{\bar{j}}) = Z(\min) + Z^0 \end{cases}$$

(PC): est dit sous forme canonique par rapport à la base j .

π : est vecteur multiplicateur relatif la à base J : $\pi = C^J(A^J)^{-1}$.

Le n vecteur lignes : $\widehat{C} = (C^j - \pi A^j, C^{\bar{j}} - \pi A^{\bar{j}}) = (0, C^{\bar{j}} - C^j (A^j)^{-1} A^{\bar{j}})$ appelé vecteur coût relatif à la base (ou encore coût réduit).

Remarque :

On notera qu'un programme linéaire est écrit sous forme canonique par rapport à une base j si les conditions suivantes sont satisfaites :

- A^j est à une permutation près des colonnes la matrice unité.
- $C^j = 0$.

Définition (Base réalisable ; Base optimale) :

Une base J d'un programme linéaire (P) est dite base réalisable si la solution de base correspondante est réalisable c'est-à-dire :

$$x_j = (A^j)^{-1} b \geq 0$$

Une base J telle que le vecteur coût relatif est positif ou nul (cas Minimisation) est dite base optimale.

IV.4. Méthode du simplexe [5,7]:

Les méthodes de résolution exactes sont nombreuses et se caractérisent par le fait qu'elles permettent d'obtenir une ou plusieurs solutions dont l'optimalité est garantie.

Parmi ces méthodes, l'algorithme du simplexe, qui permet d'obtenir la solution optimale d'un problème en parcourant la fermeture convexe de l'ensemble de recherche (ensemble des solutions admissibles), en passant de sommet en sommet. Malgré une complexité mathématique, dans le pire des cas non polynomiale, permet de résoudre la plupart des problèmes rapidement. Cependant il ne peut s'appliquer qu'aux problèmes ayant la propriété de convexité, c'est-à-dire, aux problèmes à variables continues ou à des problèmes à variables entiers ayant une matrice des contraintes totalement uni modulaire car, dans ce cas, tous les sommets de l'ensemble de recherche sont entiers.

IV.4.1. Principe de la méthode:

La première étape dans la méthode du simplexe réside en l'introduction, dans la forme standard du programme linéaire, de certaines variables artificielles. On aboutit ainsi à un problème auxiliaire, se présentant sous forme canonique par rapport à une base réalisable. C'est alors que l'algorithme du simplexe est utilisé. Il consiste en une suite d'opérations de pivotage désignée sous le nom de phase I, l'objet dans la phase I est de trouver une solution réalisable de base initiale, si elle existe. Si la forme canonique finale de cette phase met en évidence une telle solution, on applique à nouveau l'algorithme du simplexe dans une deuxième série d'opération de pivotage, désignée sous le nom de phase II. L'objet de la phase II est de trouver une solution optimale parmi les solutions réalisables de base.

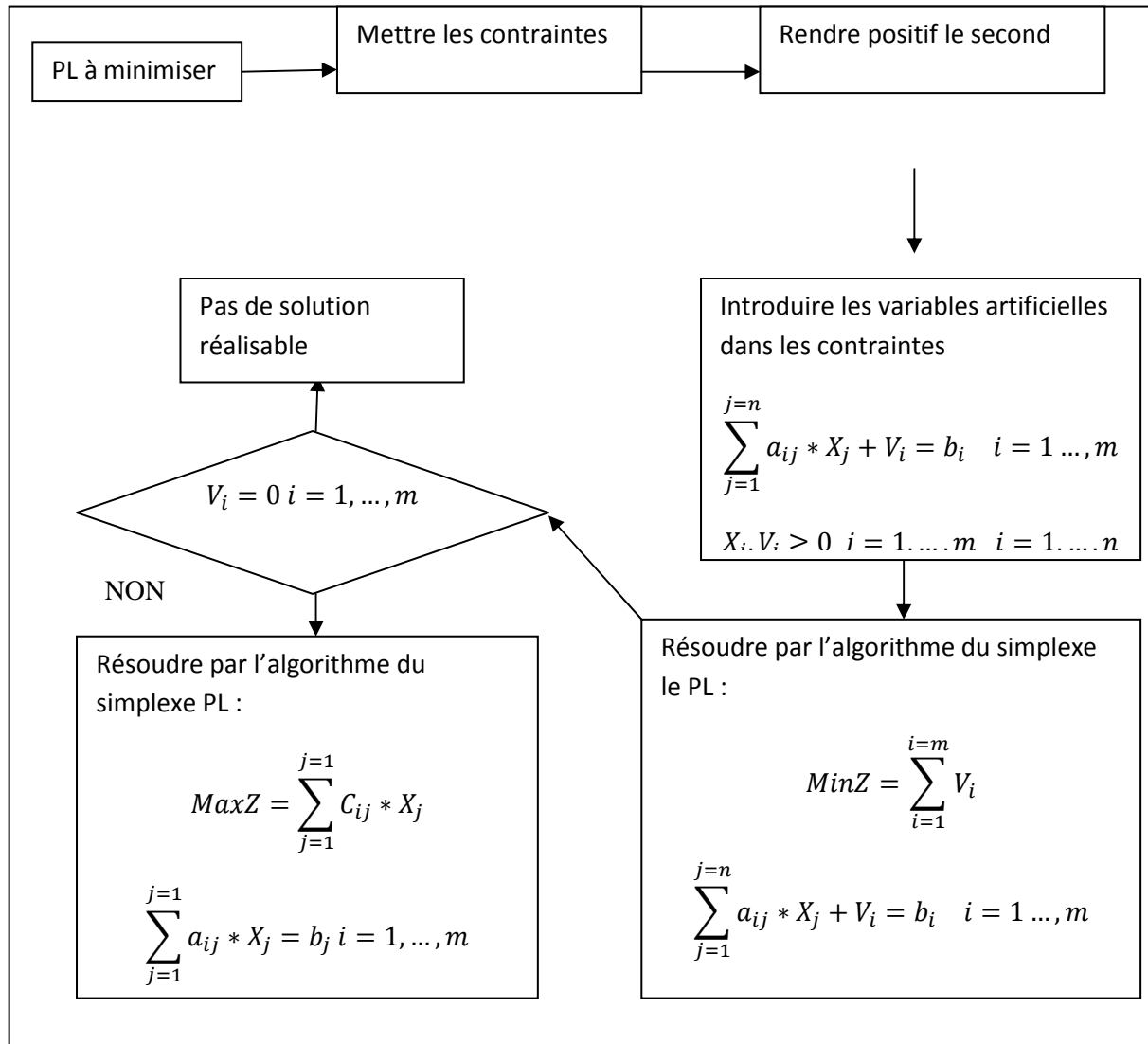
➤ **Phase I :**

Dans la majorité des problèmes rencontrés en pratique, les programmes linéaires sont rarement présentés par rapport à une base réalisable. Tel est le cas lorsque le modèle ne contient pas de variables d'écart pour certaines équations, ou encore lorsque les variables d'écart ont des coefficients négatifs. La phase I de la méthode du simplexe, permet en utilisant l'algorithme du simplexe lui même, d'aboutir à une solution réalisable de base (si elle existe), permettant de servir de point de départ pour la phase II.

➤ **Phase II :**

Cette phase consiste à déterminer une solution optimale du problème, en appliquant directement l'algorithme du simplexe lorsque le problème se présente avec une solution réalisable de base initiale, sinon en utilisant comme solution de base initiale celle dégagée

IV.4.2. Organigramme de la méthode du simplexe :



IV.5. Complexité de l'algorithme [5]:

IV.5.1. Définition complexité :

Pour mesurer la qualité d'un algorithme capable de résoudre un problème on mesure sa complexité. Elle est liée au nombre d'opérations nécessaires pour résoudre le problème en fonction des paramètres de celui-ci (taille des données). Cela se traduit en terme de temps de calculs et de place mémoire occupée. Pour calculer la complexité d'un algorithme il faut connaître :

- La taille des données (le nombre de données à traiter, le nombre de variables, de contraintes, de sommets d'un graphe, la taille d'un cahier).
- Déterminer les opérations fondamentales qui interviennent (le temps de calcul sera directement proportionnel à ces opérations).

IV.5.2. Remarque :

- Les performances de la machine n'interviennent pas dans la complexité.
- On formalise la difficulté de résolution d'un problème grâce à la complexité.
- Ne pas trouver un algorithme d'une certaine complexité pour résoudre un problème, ne veut pas dire qu'il n'en existe aucun.
- La complexité est une majoration de la durée de résolution (on cherche le temps ou le nombre d'opérations élémentaires dans le cas le plus défavorable).

IV.5.3 . Complexité en temps et en mémoire:

En temps :

$O(1)$: Complexité constante indépendante de la taille des données.

$O(\log(n))$: Complexité logarithmique lorsque l'algorithme scinde le problème en plusieurs petits problèmes, la résolution de chacun de ces problèmes permet la résolution du problème globale.

$O(n)$: Complexité linéaire lorsqu'on effectue un traitement constant sur chaque donnée en entrée.

$O(n^2)$: Complexité quadratique, apparaît lorsque l'algorithme envisage toutes les paires de données en entrée.

$O(n^3)$: Complexité cubique.

$O(2^n)$: Complexité exponentielle.

En mémoire:

Il faut connaître les données à manipuler à chaque étape de la recherche (construction de listes, d'arbres, de tableaux).

Un algorithme ayant une faible complexité en temps peut être inutilisable s'il demande trop de mémoire.

IV.5.4. Complexité du problème:

Deux questions se posent :

1. Quelle est la complexité de l'algorithme du simplexe ?
2. Quelle est la complexité du problème de programmation linéaire.

Complexité du Simplexe :

Il existe un problème de programmation linéaire à $3d$ variables, $2d$ équations tel que l'algorithme du simplexe peut prendre $O(2d)$ étapes.

IV.6. Conclusion

Ce chapitre a été consacré aux méthodes de résolutions adoptées à notre problème, une définition complète des deux méthodes utilisées a été donnée tout au long de ce chapitre. Une fois les méthodes de résolution adaptées à notre problème il ne reste plus que l'implémentation de ces dernières, le dernier chapitre illustre cette implémentation, et donne une description minutieuse du logiciel développé, ainsi que les résultats obtenus.

CHAPITRE V

Implémentation et résultats

V. 1. Introduction

Nous aboutissons maintenant à l'étape finale à savoir l'élaboration d'un logiciel aussi convivial que possible, sans perdre de vue son aspect pratique et encore moins sa performance, muni d'une interface claire et accessible, facilitant ainsi son utilisation.

Avant de procéder à la présentation du logiciel, une description de l'environnement de programmation utilisé (Delphi7) s'avère nécessaire.

V.2 . C'est quoi le Delphi ? [8]:

Delphi est un environnement de programmation visuel orienté objet, pour le développement rapide d'application (RAD). En utilisant Delphi, il est possible de créer des applications Microsoft Windows très efficaces avec un minimum de codage manuel.

Delphi fournit tous les outils qui sont nécessaires pour développer, tester déboguer et déployer des applications incluant une importante bibliothèque de composants réutilisables, un ensemble d'outils de conception, des modèles d'application et de fiches, ainsi que des experts de programmation. Ces outils simplifient le prototype et réduisent la durée de développement. Ceci explique notre choix pour l'une des versions du Delphi pour créer notre application.

V.3 . Présentation du logiciel :

Cette section comportera un descriptif du logiciel et des explications bien détaillées afin de permettre à l'utilisateur de connaître les étapes à suivre pour sa manipulation.

V.4. Descriptif du logiciel:

Outil de développement : Delphi7.

Version du logiciel : V1.0.

V.5 . Utilisation du logiciel:

Lors du lancement du logiciel, la fenêtre ci-dessous apparaîtra.



Elle contient le nom du logiciel et sa version (ORSPBC V01)

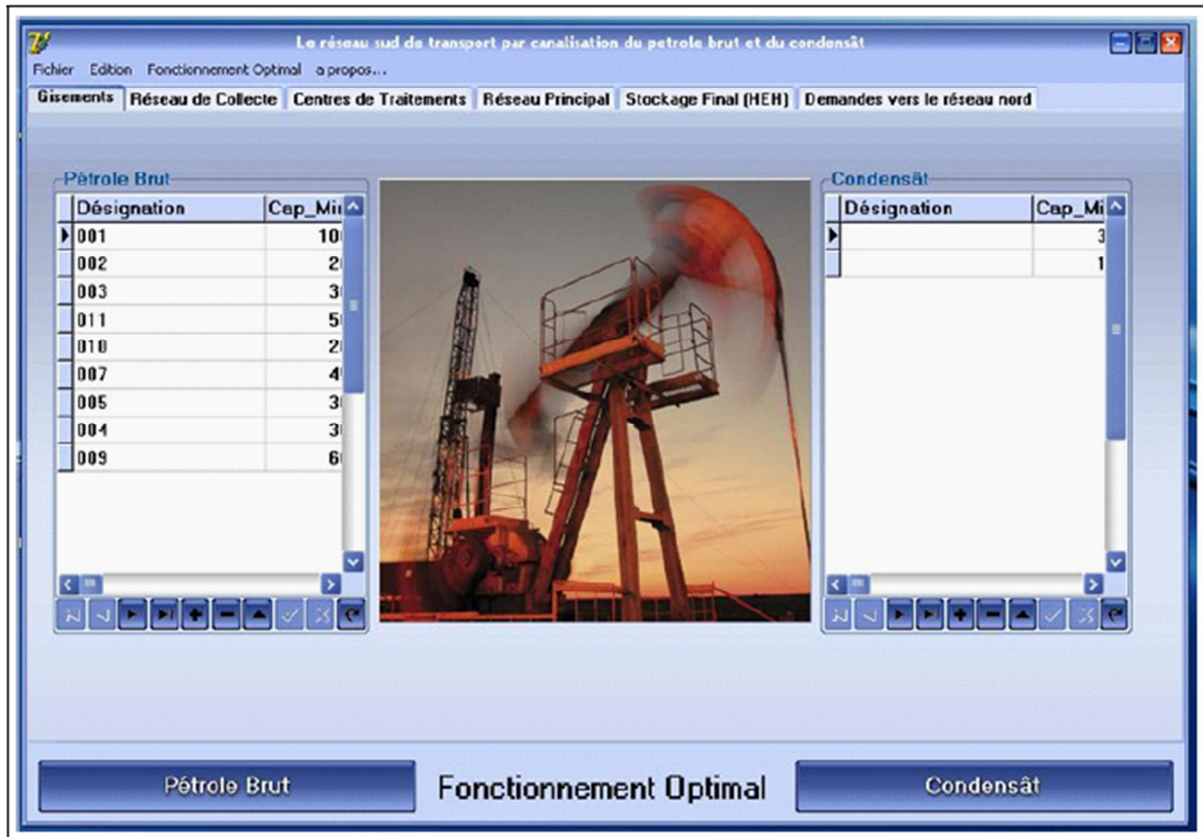
Elle comporte aussi deux boutons:

Fermer: pour quitter l'application.

Entrer: permet d'accéder à toutes les fonctionnalités de l'application, en affichant l'interface principale.

V.6. L'interface principale:

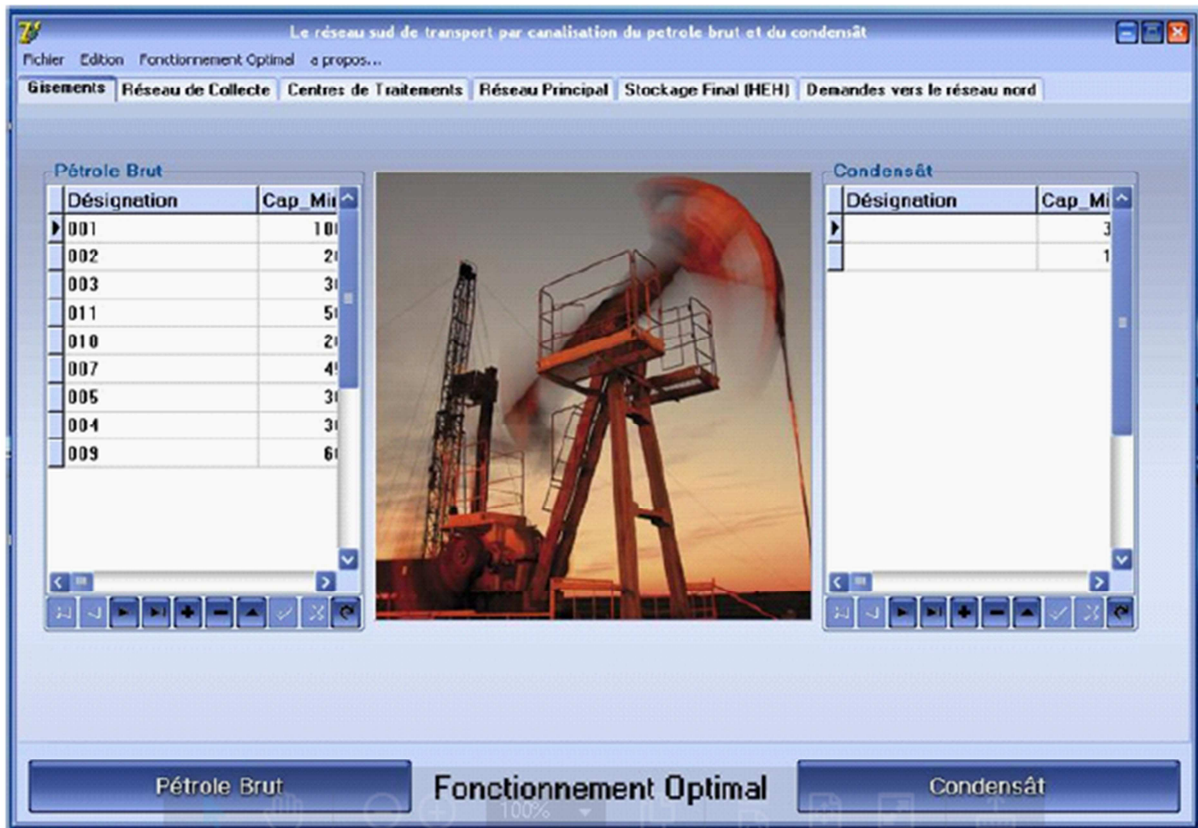
En cliquant sur le bouton Enter l'interface suivante sera affichée:



Elle est constituée de 6 pages qui sont: Gisements, Réseau de collecte, Centres de traitement, Réseau Principale, Stockage Final(HEH) et enfin la page Demande vers le réseau nord. Chaque page désigne une étape de l'acheminement du pétrole brut ou du condensat via le réseau sud vers le réseau nord. On peut naviguer entre les 6 pages grâce à 2 fonctions, soit on clique sur l'onglet correspondant à l'étape voulue, soit en cliquant sur le Menu .chier ensuite on clique sur l'étape voulue.

V.6.1 : Page des gisements:

En cliquant sur l'onglet Gisements on aura page suivant:



Elle est caractérisée par 2 tableaux un pour le pétrole brut l'autre pour le Condensat.

Chaque tableau contient les champs suivants:

- **Désignation:** c'est le nom de chaque gisement.
- **Pro Min:** c'est la production minimale de chaque gisement.
- **Pro Max:** c'est la production maximale de chaque gisement.
- **Coût:** c'est le coût de production à partir de chaque gisement.
- **Région:** c'est la région où se trouve le gisement.

V-6-2 : Page de Réseau de collecte:

En cliquant sur l'onglet Réseau de collecte, page suivante sera affichée:



Elle est caractérisée par 2 tableaux un pour le pétrole brut l'autre pour le Condensat.

Chaque tableau contient les champs suivants:

- **Désignation:** contient le nom de chaque pipe de réseau de collecte.
- **Cap Max:** contient la capacité de transport maximale de chaque pipe.
- **Coût:** c'est le coût de transport via chaque pipe.
- **Région:** c'est la région où se trouve la pipe de collecte.

V.6.3. Page de Centres de traitement:

En cliquant sur l'onglet Centres de traitements, la page suivant sera affichée :



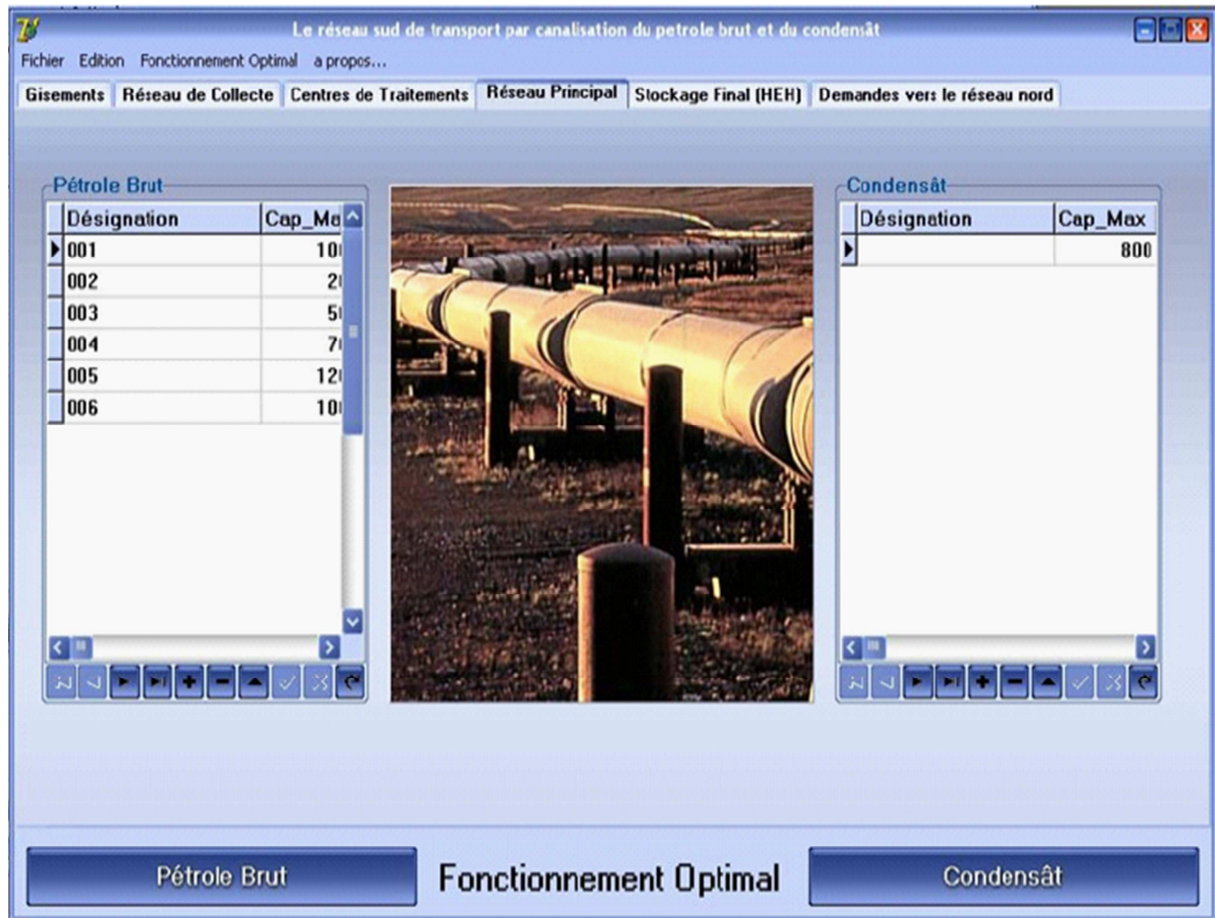
Elle est caractérisée par 2 tableaux un pour le pétrole brut l'autre pour le Condensat.

Chaque tableau contient les champs suivants:

- **Désignation:** contient le nom de chaque centre de traitement.
- **Cap Max:** contient la capacité de traitement maximale de chaque centre.
- **Coût:** c'est le coût de traitement dans chaque centre.
- **Région:** c'est la région où se trouve le centre de traitement.

V.6.4. Page du réseau principale :

En cliquant sur l'onglet **Réseau principale**, la page suivante sera affichée :



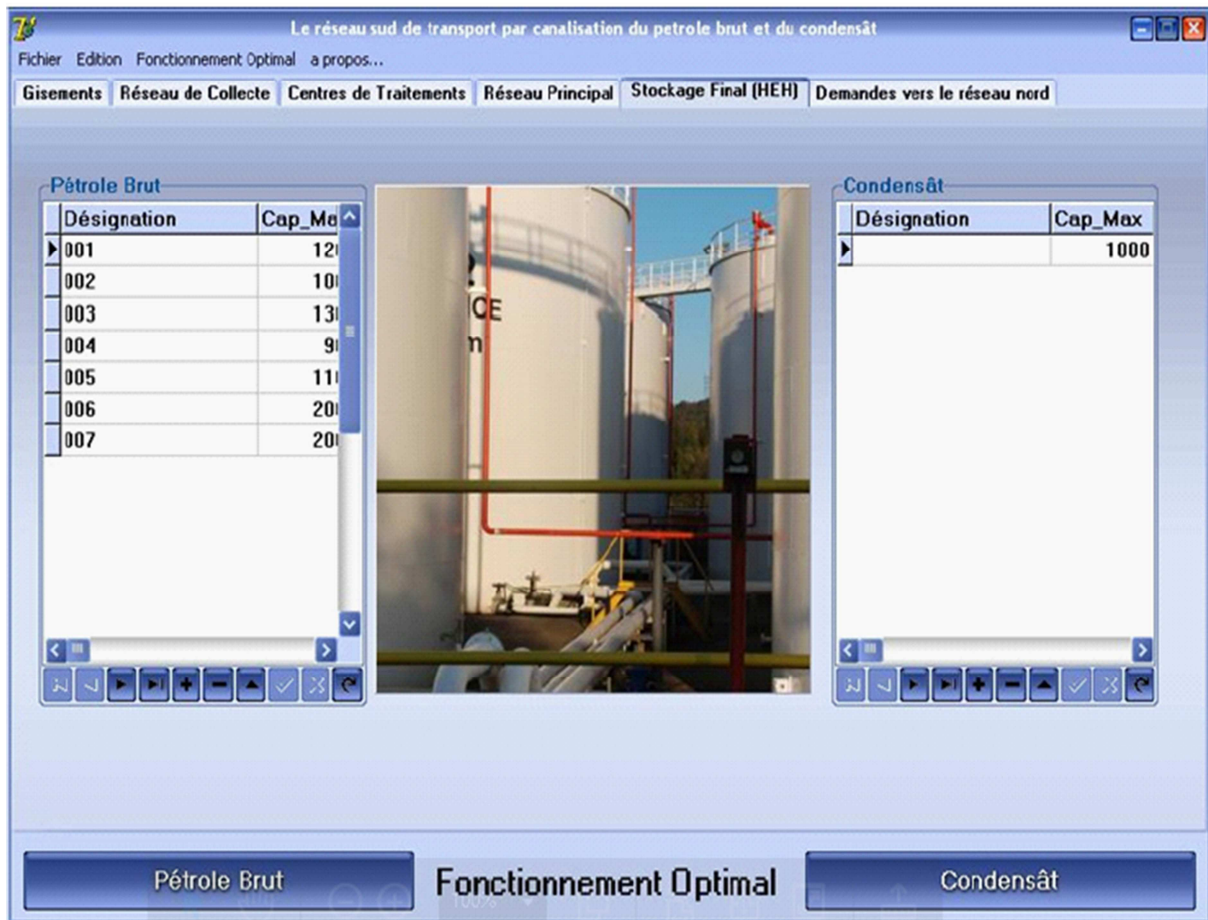
Elle est caractérisée par 2 tableaux un pour le pétrole brut l'autre pour le Condensat.

Chaque tableau contient les champs suivants:

- **Désignation:** contient le nom de chaque pipe principale.
- **Cap Max:** contient la capacité de transport maximale de chaque pipe.
- **Coût:** c'est le coût de transport via chaque pipe.
- **Région:** c'est la région où se trouve le réseau de pipe principale.

V.6.5. Page stockage final (HEH):

En cliquant sur l'onglet **stockage final (HEH)**, la page suivant sera affichée :



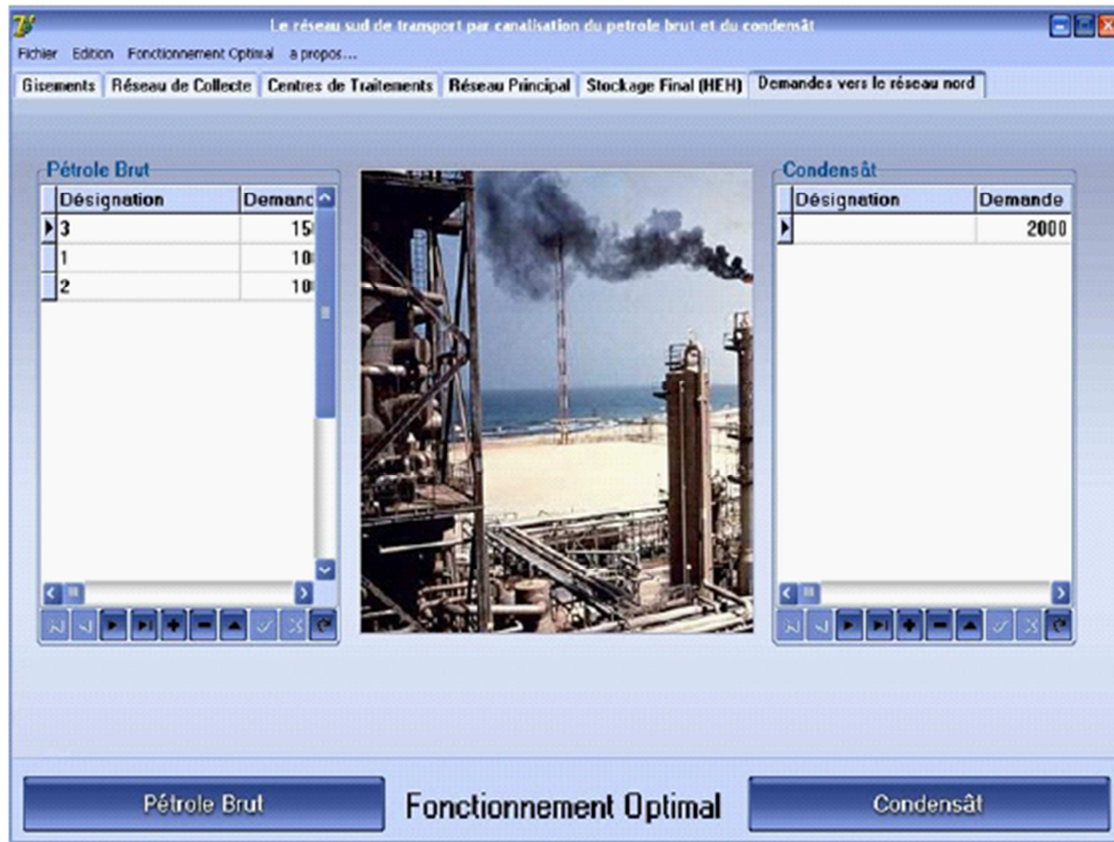
Elle est caractérisée par 2 tableaux un pour le pétrole brut l'autre pour le Condensat.

Chaque tableau contient les champs suivants:

- **Désignation:** contient le nom de chaque bac de stockage.
- **Cap Max:** contient la capacité de stockage maximale de chaque bac de stockage.
- **Coût:** c'est le coût de stockage dans chaque bac de stockage.

V.6.6. Page de Demande vers le réseau nord:

En cliquant sur l'onglet Demande vers le réseau nord, la page suivant sera affichée:



Elle est caractérisée par 2 tableaux un pour le pétrole brut l'autre pour le condensat. Chaque tableau contient les champs suivants:

- **Désignation:** contient le nom de point de demande.
- **Demande:** contient la quantité demandée par chaque point de demande.

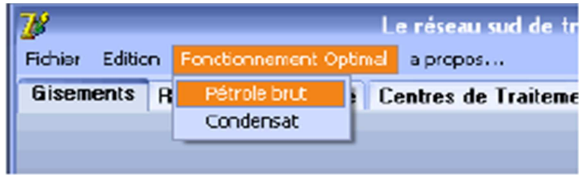
V.6.7. Résolution:

Après avoir entré toutes les données, on peut lancer la procédure de résolution soit directement sur la page grâce au bouton : fonctionnement optimal puis choix de réseau (pétrole brut ou condensat).



Chapitre V. présentation du logiciel et du résultat

Soit à partir de menu grâce au bouton : fonctionnement optimal puis choix de réseau (Pétrole brut ou condensat).



une fois la procédure de résolution est lancée la page de fonctionnements optimal du réseau sera affichée:

The screenshot displays the 'Pétrole Brut' optimization results screen. The title is 'Fonctionnement Optimal du Réseau Sud de transport par canalisation du pétrole brut & condensat'. The main heading is 'Pétrole Brut'. The screen is divided into six columns, each with a table of data:

- Gisements:** A table with columns 'Gisement' and 'Optimum'. Values range from 1000.000 to 150.0000.
- Réseau de Collecte:** A table with columns 'pipe' and 'Optimum'. Values range from 300.0000 to 2000.0000.
- Centres de Traitement:** A table with columns 'Traitement' and 'Optimum'. Values range from 1000.000 to 0.000000.
- Réseau Principal:** A table with columns 'Pipe' and 'Optimum'. Values range from 400.0000 to 1000.0000.
- Stockage à (HEH):** A table with columns 'Stock' and 'Optimum'. Values range from 1200.000 to 0.000000.
- Demandes:** A table with columns 'Demande' and 'Optimum'. Values range from 2000.000 to 1000.0000.

At the bottom left, there is a 'Coût Total' field with the value '27800.00\$'. At the bottom right, there are two buttons: 'Menu Principal' and 'Fermer l'application'.

Elle affiche les valeurs optimales pour chaque étape de l'acheminement du pétrole vers le réseau nord.

Elle affiche aussi le coût total de l'acheminement du pétrole vers le réseau nord.

V.6.8. Remarque :

- 1) Lorsque la demande vers le réseau nord est inférieure à la production minimale des gisements le message suivant sera affiché:



Dans ce cas en doit augmenter la demande

- 2) Lorsque la demande vers le réseau nord est supérieure à la production maximale des gisements le message suivant sera affiché:



Dans ce cas on doit investir dans des nouveaux gisements pour augmenter la production.

- 3) Lorsque la demande vers le réseau nord est supérieure à la capacité maximale du réseau de collecte le message suivant sera affiché :



Dans ce cas on doit investir dans des nouveaux pipes pour augmenter la capacité de transport de réseau de collecte.

- 4) Lorsque la demande vers le réseau nord est supérieure à la capacité maximale des centres de traitement le message suivant sera affiché:



Dans ce cas on doit investir dans des nouveaux centre afin d'augmenter la capacité de capacité globale de traitement des centres.

- 5) Lorsque la demande vers le réseau nord est supérieure à la capacité maximale de réseau principal, le message suivant sera affiché:



Dans ce cas on doit investir dans des nouveaux pipes afin d'augmenter la capacité de transport de réseau principale.

- 6) Lorsque la demande vers le réseau nord est supérieure à la capacité globale de stockage à **(HEH)**, le message suivant sera affiché:



Dans ce cas on doit investir dans des nouveaux Bacs de stockage afin d'augmenter la capacité de stockage globale à (HEH).

V.7. Présentation et analyse de Résultats:

En 2017 :

La production des gisements actuellement en exploitation est de 61 241 milliers de tonnes et confrontera une demande de 65 442,5 milliers de tonnes. Cette situation engendrera un déficit de production de l'ordre de 4 201,5 milliers de tonnes.

La solution optimale préconise le développement d'autres gisements ; à savoir : Bir Rebaa Ouest 6, Rhourde Messaoude Est, Menzel Ledjmet sat, Menzet Ledjmel Centrat, Menzel Ledjmet Ouest, Rhourde Ouled El Djemaa, Bir Sif Fatima, Sif fatma NordEst, Rhourde Errouni Nord, Rhourde Debdaba, Rhourde attar, Bir El Quetara et Timesnaguene.

Ces derniers produiront 4 308 milliers de tonnes, ce qui compensera le déficit de production des gisements actuellement en exploitation. Par ailleurs, l'installation d'un nouveau centre de traitement serait nécessaire : Rhourde Ouled Djemaa .

Des goulots d'étranglement seront également enregistrés sur le réseau de transport et plus particulièrement sur l'oléoduc **OH3** (entouré par de nouveaux gisements) qui devrait subir une extension au niveau de ses deux derniers tronçons d'une capacité de l'ordre de 13 MTA chacun.

En 2018 :

Les capacités additionnelles de l'année 2017 seront suffisantes pour satisfaire la demande de l'année 2018 en dépit de son augmentation.

En 2019 :

L'augmentation de la demande de 5,6 % par rapport à l'année 2017 engendrera, à nouveau, un déficit de production de 7 725,7 milliers de tonnes. De ce fait, le développement des gisements : Bir Berkine, Bir Berkine Nord, El Kheit Ettessekha, El Merk Nord sera indispensable.

De plus, l'implantation de nouveaux centres de traitement : Bir Berkine, El Merk et EKT, de capacités, respectivement, de 1 243,7 et 2 280,5 milliers de tonnes sera nécessaire pour traiter la production additionnelle.

Chapitre V. présentation du logiciel et du résultat

Le réseau de transport marquera trois goulots d'étranglement: deux au niveau des deux derniers tronçons de l'OH3, nécessitant une extension de la capacité de 2 343,3 milliers de tonnes chacun et l'autre sera au niveau du troisième tronçon de l'OD2 nécessitant une extension de sa capacité.

En 2020 :

Deux gisements seront inévitablement développés : El Merk + El Merk Central pour faire face à l'accroissement de la demande de 1,3 % par rapport 2006.

L'extension de la capacité de distillation atmosphérique de la raffinerie d'Alger amènera à une augmentation de la capacité de l'oléoduc OG1 ou l'implantation de l'oléoduc OG2.

En 2021 :

Cette année sera marquée par la mise en exploitation de deux gisements équipés de leurs propres centres de traitement : Tinhert et Sud Est Illizi de capacité respective de 2,4 et 224,3 milliers de tonnes et, l'extension du deuxième tronçon de l'oléoduc OD2.

Estimation des investissements:

On se limite ici à présenter les investissements globaux produits par le modèle relatifs à la production, au traitement et au transport de pétrole brut.

Le tableau suivant regroupe les prévisions des investissements pour la période 2017 - 2021 (10^3 \$).

Chapitre V. présentation du logiciel et du résultat

	2017	2018	2019	2020	2021	Total 2017- 2021
Production	1 115 ,2	1 115,2	1 664,4	1 706.1	1 737.8	7 339.0
Traitement	1 082 ,9	1 082,9	1 778.4	1 829.9	1 869.3	7 643.4
Réseau secondaire	423 ,2	437.2	718,0	738.8	754.7	3 085.9
Réseau principale	3 545,1	-	1 126.8	88.3	177.7	4 937.9
Total	6180 ,5	2 635,4	5 287.7	4 363.2	4 539.5	23 006.2

Tableau V-1 : les prévisions des investissements pour la période 2017 -2021 (10³\$).



Dans ce travail nous avons essayé d'utiliser plusieurs techniques acquises durant notre formation master en génie mécaniques spécialité énergétique notamment module « optimisation et méthodes mathématiques », pour cela nous avons traité le problème d'optimisation de l'exploitation du pétrole brut et du condensat transporté par le réseau sud au sein de l'entreprise SONATRACH

En conclusion, il apparaît évident que l'optimisation de nos ressources naturelles passe inévitablement par l'utilisation de méthodes scientifiques et techniques performantes testées et utilisées avec succès et pragmatisme partout dans le monde.

Celles-ci confortées par le recours aux techniques de la recherche opérationnelle permettront, en effet, aux décideurs d'avoir recours en temps réel à des données et des applications pour anticiper sur les actions à mettre en œuvre pour rentabiliser et rationaliser, au moindre coût possible, l'appareil de production et son aval.

C'est faire preuve également d'une réelle volonté de préserver ces ressources dans le cadre d'un développement durable réfléchi, en expurgant toutes les éventualités multiformes de surcoût, par une gestion efficiente de nos infrastructures.

En effet, le projet que nous avons l'honneur de présenter s'inscrit modestement, il est vrai, dans cette démarche globale qui vise à rendre plus performantes nos capacités de gestion de nos ressources en conciliant à la fois le souci de rationaliser la gestion de cette ressource naturelle non inépuisable et faire face aux besoins de notre économie.

C'est dire tout l'enjeu du recours à des méthodes scientifiques et aux techniques éprouvées qu'offre actuellement l'avancée technologique et le niveau de nos connaissances pour parvenir à cet objectif, particulièrement dans un monde devenu plus complexe et concurrentiel qui n'admet pas l'immobilisme.

Nous ne prétendons pas résoudre les problèmes qui peuvent se poser au niveau de nos entreprises mais notre contribution, aussi mineure soit elle, sera une continuité des efforts déployés par nos devanciers qui ont su imprimer à notre économie une démarche rationnelle pour l'inscrire valablement dans l'arène, car il s'agit bien de cela, de la mondialisation.

Bibliographie

- [1]- S. BENABDERRAHMANE & K. HOCINE " Optimisation de l'installation des bacs de stockage de pétrole brut et condensat " Mémoire d'ingénieur en recherche opérationnelle. 1997.
- [2] Ait Saadi et Ait Abdeslam : "*Evacuation du gaz produit par la cuvette de SBAA vers HASSI R.MEL*", thèse pour l'obtention d'ingénieur d'état U.S.T.H.B (1998).
- [3] Bendaas A, Baghouti L'Optimisation du Schéma de Distribution des Carburants, Projet de Fin d'Etudes Département de Recherche Opérationnelle, U.S.T.H.B, 2003
- [4] : Sari M., Investigation des modèles à coûts Unitaires variable dans le cas d'un système de distribution à dépôt unique ou à plusieurs dépôts, thèse magister, Département de génie industrielle, E.N.P, 1997.
- [5] Gillet B.E, and Miller L.R., A heuristic algorithm for the vehicle dispatcher problem, Operational Research, 22(1974), 340-349.
- [6] Goldberg D. Genetic Algorithm in Search, Optimisation and machine learning, Addison-Wesley, Reading Mass, 1989.
- [7] M. Minoux. *Programmation mathématique*. Tome1, Edition Dunod, 1983.
- [8]. Simon & Schuster : F.Beaulieu "*La programmation orienté objet*." (2004).
- Les manuels et revues de SONELGAZ :**
- [9] Manuel pour transport et la distribution du gaz. Partie I : principes fondamentales(ATG).
- [10] Les revues (Documents SONATRACH) :
N 87 Février 2016
N 89 Mars 2017