

وزارة الجامعات والبحث العلمي  
Ministère aux Universités et de la Recherche Scientifique

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

المدرسة الوطنية للتكنولوجيا  
BIBLIOTHEQUE - المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT de GENIE INDUSTRIEL

# PROJET DE FIN D'ETUDES

## SUJET

PROJET DE DEVELOPPEMENT DE  
CHAMPS DE GAZ AU SUD-EST  
DE HASSI R'MEL :

MODELISATION MATHEMATIQUE

Proposé par :

Mr BENCHERIF

Etudié par :

Mr ALLAB S.  
Melle LEHTIHET H.

Dirigé par :

Mr SARI

PROMOTION

1992

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة الجامعات والبحث العلمي  
Ministère aux Universités et de la Recherche Scientifique

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT de GENIE INDUSTRIEL

# PROJET DE FIN D'ETUDES

## SUJET

PROJET DE DEVELOPPEMENT DE  
CHAMPS DE GAZ AU SUD-EST  
DE HASSI R'MEL :

MODELISATION MATHEMATIQUE

Proposé par :

Etudié par :

Dirigé par :

Mr BENCHERIF

Mr ALLAB S.  
Melle LEHTIHET H.

Mr SARI

PROMOTION

1992

E.N.P. 10, Avenue Hacén Badi El-Harrach - Alger

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

*A ma grand-mère,*

*A mes défunts grand-parents,*

*A mes Parents,*

*A mes frères,*

*Et à tous ceux qui me sont chers*

*Slimane*

*A mes Parents,*

*A mes grand-parents,*

*A Nissa, Souâd, Mia,*

*A Chakib,*

*A mes amis les plus fidèles  
sans lesquels la vie serait bien terne!*

*Hinda*

## REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé dans le cadre d'une collaboration entre l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger et la Société Nationale du Transport et de la Commercialisation des Hydrocarbures SONATRACH.

Nous tenons à remercier la Direction de l'Ecole pour les facilités qu'elle nous a accordées afin de mener à bien ce projet. Nous sommes en particulier reconnaissants à Mademoiselle N.ABOUN, Chef du Département Génie Industriel, pour les encouragements constants qu'elle nous a prodigués.

Nous remercions les responsables de la direction URO SONATRACH pour l'aide efficace qu'ils nous ont fournie.

Nous exprimons notre profonde gratitude à Monsieur OUABDESSELAM, professeur à l'ENP, qui a bien voulu accepter de présider le jury de soutenance de ce mémoire. Les conseils judicieux et les encouragements qu'il nous a prodigués tout au long de notre progression au sein du Département Génie Industriel nous ont été très précieux.

Nous sommes reconnaissants à Monsieur BENCHERIF de SONATRACH qui nous a fourni le sujet de ce travail. Il en a suivi l'évolution avec beaucoup d'intérêt. Les nombreuses discussions que nous avons eues avec lui nous ont été très enrichissantes.

Nous remercions très vivement Monsieur SARI, chargé de cours à l'ENP. IL a été un guide avisé dans l'orientation et la réalisation de cette étude. Nous avons profondément apprécié ses encouragements et son aide.

Nos remerciements vont également à Messieurs LABAS, LAMRAOUI et MEKARNIA pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail en acceptant de faire partie du jury.

Ce travail n'aurait pu être réalisé sans la contribution de l'équipe SONATRACH de Hassi R'Mel auprès de laquelle nous avons eu le privilège d'effectuer un stage. Nous remercions bien vivement l'ensemble de l'équipe pour l'accueil qui nous a été réservé et en particulier Messieurs HAOUAS et BENYOUB qui nous ont fait profiter de leur expérience avec beaucoup de compétence et de dévouement.

Nos remerciements vont également à Messieurs TABTI de l'Entreprise Nationale des Systèmes Informatiques et BELABED du centre de calcul du ministère des Postes et Télécommunications pour leur aide et leurs suggestions.

Enfin, nous n'oublierons pas toutes les personnes qui, à quelque degré que ce soit, ont contribué à la réalisation de ce travail.

## TABLE DES MATIERES

Préambule

### CHAPITRE I: Présentation de l'organisme et du problème

- I-1- Présentation de SONATRACH
- I-2- Enoncé du sujet
- I-3- Description du système
  - I-3-1- Les champs de production
    - 1- Les champs existants
    - 2- Les champs potentiels
  - I-3-2- Le réseau de collecte
  - I-3-3- Les unités de traitement
    - 1- Les différents types considérés
    - 2- Capacité de l'unité et profil de production
    - 3- Quelques contraintes
  - I-3-4- Le réseau d'expédition
    - 1- Des unités de traitement vers Hassi R'Mel
    - 2- A partir de Hassi R'Mel

### CHAPITRE II : Aspects théoriques du problème

- II-1- Classification
- II-2- Revue bibliographique
  - II-2-1- Méthodes heuristiques
    - 1- Approche "ensemble infini"
    - 2- Approche "ensemble fini"
  - II-2-2- Méthodes de simulation
  - II-2-3- Méthodes exactes

### CHAPITRE III : Formulation

- III-1- Présentation de la formulation
  - III-1-1- Le problème de pression
  - III-1-2- Le problème du traitement du gaz: (unités performantes et semi-performantes)
- III-2- Présentation des contraintes
  - III-2-1- En amont des modules
  - III-2-2- Au niveau des modules
  - III-2-3- En aval des modules
- III-3- Formulation mathématique
  - III-3-1- Notations utilisées
  - III-3-2- Variables de décision
  - III-3-3- Contraintes
    - 1- En amont des modules
    - 2- Au niveau des modules
    - 3- En aval des modules
  - III-3-4- Fonction objective
  - III-3-5- Taille du modèle

### CHAPITRE IV: Caractéristiques du modèle

- IV-1- Hypothèse de base
  - IV-1-1- Discrétisation du temps
  - IV-1-2- Avantages et inconvénients de la discrétisation
- IV-2 Eventuelles simplifications

- IV-2-1- Capacité de la liaison n durant la période t
- IV-2-2- Le taux de perte
- IV-2-3- Le stockage au niveau des modules
- IV-2-4- Le stockage au niveau de Hassi R'Mel
- IV-2-5- Les contraintes d'homogénéité
- IV-3- Détermination des principaux paramètres de la formulation
  - IV-3-1- L'exploitation des champs
    - 1- Présentation des champs
    - 2- Caractéristiques des différentes régions
    - 3- Les profils de production
    - 4- Les investissements
    - 5- L'exploitation
  - IV-3-2- Le transport
    - 1- présentation du réseau de transport existant
    - 2- Approche théorique des coûts d'investissement
    - 3- Approche expérimentale des coûts d'investissement
    - 4- Les coûts d'exploitation
    - 5- Approximation des proportions de gaz sec, de
- et de LGN ds le réseau de collecte
- IV-3-3- Le traitement
  - 1- Structures de traitement existantes
  - 2- Les profils d'investissement
  - 3- Expression des coûts d'exploitation des modules
  - 4- Le dimensionnement des modules
- IV-3-4- Evaluation de la demande
- IV-3-5- Paramètres financiers
  - 1- Facteur d'actualisation
  - 2- Budget alloué
  - 3- Prix de vente
  - 4- Remarque

GPL

**CHAPITRE V : Résolution du problème**

- V-1- Introduction à la résolution
- V-2- Détermination d'un algorithme approprié
  - V-2-1 Introduction à l'algorithme
  - V-2-2 Détermination du système initial
    - 1- Localisation des modules
    - 2- Localisation des jonctions
    - 3- Autre approche
  - V-2-3- Détermination des variables stratégiques
  - V-2-4 Détermination des variables tactiques et dimensionnement de notre réseau
- V-3- Présentation de l'algorithme
- V-4- Implémentation
  - V-4-1- Détermination du système initial
  - V-4-2- Détermination des variables stratégiques et tactiques
- V-5- Interprétation des résultats
- V-6 Validation

**CHAPITRE VI : Conclusions et suggestions**

## PREAMBULE

L'exploitation de gaz en Algérie constitue au même titre que celle du pétrole, l'une des principales sources de devises de l'Etat. Etant donné son caractère stratégique, et l'importance des investissements qu'elle nécessite, nous concevons facilement que des sociétés productrices de gaz souhaitent connaître avec précision la politique de production à adopter dans le but de réaliser des bénéfices conséquents.

C'est dans cette optique que la Direction Planification de la Société SONATRACH nous a confié cette étude concernant le développement en temps et en espace de champs de pétrole au Sud de Hassi R'Mel sur une période de vingt années.

Après avoir présenté le problème et décrit ses principales composantes dans le cadre du premier chapitre, une étude bibliographique effectuée dans le chapitre II nous permettra d'en identifier quelques aspects et de proposer différentes méthodes permettant sa résolution.

Le chapitre III sera consacré à la formulation du modèle que nous proposons, modèle dont les caractéristiques seront développées dans le cadre du chapitre IV.

Des approches de résolution, d'interprétation des résultats et, par la même occasion, de validation de notre modèle seront alors exposées dans le chapitre V.



## CHAPITRE I



### PRESENTATION DE L'ORGANISME ET DU PROBLEME

#### **I-1- Présentation de SONATRACH:**

La Société Nationale du Transport et de la Commercialisation des Hydrocarbures SONATRACH a été créée en 1963 par le décret 63-491 du 31 Décembre 1963. S'occupant initialement du transport des Hydrocarbures (réalisation de l'oléoduc Haoud El Hamra-Arzew achevé en 1965), ses prérogatives se sont étendues, par le décret 66-29 du 22 Septembre 1966, à toutes les activités des industries pétrolières et gazières, à savoir: la recherche (prospection), la production, le transport et le traitement.

Par la nationalisation des hydrocarbures du 24 Février 1971, SONATRACH se voit confier la mission de développer toutes les branches de l'industrie des hydrocarbures depuis l'exploration, jusqu'à la pétrochimie.

Actuellement sa position dans l'économie nationale est confirmée par les faits suivants:

- Elle participe par 15% au Produit National Brut.
- Elle finance 25% du budget de l'état par la fiscalité pétrolière.
- Elle vend 80% de sa production sur le marché extérieur, ce qui contribue à plus de 95% des recettes du pays.

Vu l'évolution du marché international des hydrocarbures, le développement de la production du gaz naturel a pris une place prépondérante dans la politique énergétique de l'Algérie. Forte de ses importantes richesses gazières, SONATRACH prévoit une intensification de ses activités dans ce domaine.

Ainsi, notre projet de fin d'études s'insère dans le cadre de la planification des activités de SONATRACH pour une durée déterminée.

Actuellement, les principaux gisements qui produisent du gaz brut sont ceux de Hassi R'Mel, de Rhourde Nouss et d'Alrar. Le développement des autres champs dont l'intérêt économique a été prouvé, est programmé jusqu'à la fin de la première décennie du troisième millénaire. De ce fait, il est prévu l'exploitation de vingt-trois (23) champs de gaz regroupés dans 9 régions situées au Sud-Est de Hassi R'Mel, plaque tournante de l'activité gazière nationale.

#### **I-2- Enoncé du sujet:**

L'objet est de développer un modèle de planification (temps et espace) relatif au développement des activités gazières de SONATRACH. Sur la base des quantités annuelles de GPL et de condensat à produire sur un horizon de vingt(20) à

vingt-cinq (25) ans, le modèle permettrait, en proposant de mettre en valeur les champs au sud de Hassi R'Mel, de:

1- Planifier et justifier le développement d'unités de traitement au niveau des champs, c'est-à-dire répondre aux questions suivantes :

- où,
  - quand, et
  - de quelle dimension
- construire les unités de traitement ?

2- Planifier et justifier le développement d'un réseau de transport.

3- Assurer la cohérence globale avec la production des autres produits (gaz naturel et liquides de gaz naturel).

Remarque:

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures dont la composition varie selon le gisement exploité mais où le méthane ( $\text{CH}_4$ ) domine. Son traitement conduit à l'obtention de trois principaux produits que l'on retrouve sous deux phases:

- une fraction gazeuse qui traitée, est appelée communément "gaz sec" et est composée uniquement de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et d'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), et
- une fraction liquide qui se décompose, une fois traitée, en:

. GPL (Gaz de Pétrole Liquifiés) contenant principalement du propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) et du butane ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), et en

. LGN (Liquides de Gaz Naturels) constitués quant à eux, d'hydrocarbures relativement plus lourds (du pentane  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ... $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ ).

Le gaz peut connaître une origine autre que celle des champs dits gaziers; il peut provenir de champs pétroliers (dans ce cas, il est dit associé). Son traitement conduit à l'obtention de trois produits:

du Gaz sec, du GPL et du LGN dont les caractéristiques sont parfois différentes comparées à celles des produits provenant de champs de gaz. Aussi, cette source double d'extraction de gaz naturel nous suggérerait d'opter pour l'approche globale suivante:

- considérer le développement de tous les champs susceptibles de produire du gaz (pétroliers et gaziers confondus) et

- superposer deux réseaux de collecte/distribution : l'un propre au gaz provenant de champs gaziers, et l'autre propre au gaz provenant de champs pétroliers.

La résultante de cette combinaison serait le réseau de collecte/distribution de produits obtenus après traitement de gaz quels que soient les caractères des champs sources. Cette superposition conduit à un grand nombre d'alternatives : un pipe peut transporter deux produits de même nature provenant de champs différents: pétroliers ou gaziers ; et certains produits de même nature, de par leurs caractéristiques chimiques, peuvent ou non être miscibles etc... C'est la raison pour laquelle la formulation du sujet qui nous a été proposé évoque uniquement le développement de champs gaziers en faisant abstraction des apports réels de gaz en provenance de champs pétroliers.

### **I-3- Description du système:**

Le système est formé des champs de production, des unités de traitement, et du réseau de transport (gazoducs et oléoducs).

#### **I-3-1- Les champs de production:**

Les champs de production que nous allons considérer sont situés au sud-est algérien, plus précisément dans l'axe sud-est à partir de Hassi R'Mel (annexe 1). Ils sont répartis, par souci de simplification, en neuf (9) régions et peuvent présenter trois profils de production possibles : faible, moyen, et fort.

A une période donnée, on considère deux types de champs:

##### **I-3-1-1- Les champs existants:**

Il s'agit des champs qui produisent. Ces derniers peuvent produire réellement, ou avoir leur date de mise en production et leur modèle de développement adoptés.

##### **I-3-1-2- Les champs potentiels:**

Il s'agit des champs qui ne produisent pas et dont les modèles de développement ne sont pas déterminés. Ainsi, deux facteurs sont à considérer: l'intervalle de temps nécessaire à leur mise en production, et les coûts nécessaires à leur création.

##### **I-3-2- Le réseau de collecte:**

Son but est d'acheminer le gaz brut des champs (puits) vers les unités de traitement. Par réseau de collecte, on entend:

- l'ensemble des liaisons existantes: exploitables et exploitées, et
- l'ensemble des liaisons potentielles dont le plan d'utilisation n'a pas été arrêté.

Ces deux types de collectes permettent le transport du gaz brut, instable, se présentant le plus souvent en mélange biphasique. De ce fait, le facteur pression est à considérer. Ainsi, le problème posé consisterait à obtenir une perte de charge tolérable dans les canalisations.

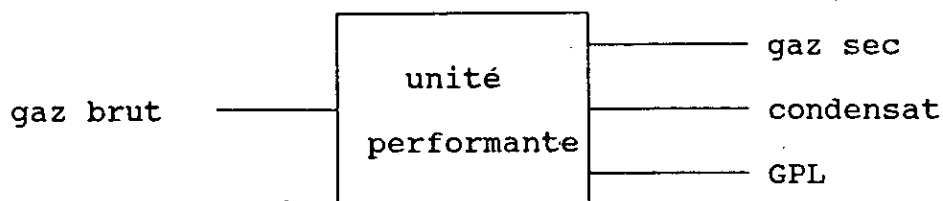
##### **I-3-3- Les unités de traitement (annexe 9):**

###### **I-3-3-1- Les différents types considérés:**

En plus de la distinction existant/potentiel, il existe deux types d'unités de traitement.

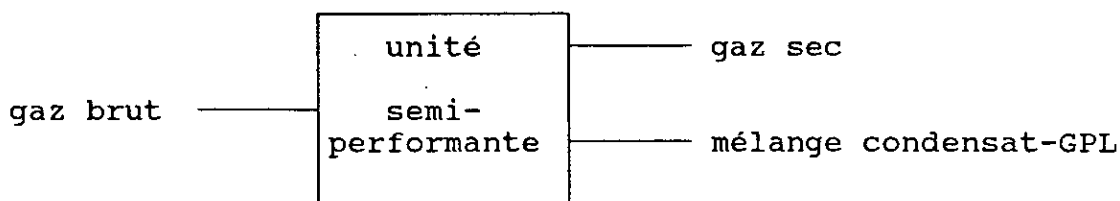
- Les unités performantes, qui produisent du gaz sec, du GPL et du condensat; ceci nécessite alors :

- . d'une part trois (3) types de canalisations à leur sortie,
- . d'autre part, située plus au nord, une unité de séparation du GPL en butane et propane.



- Les unités semi-performantes, qui ne produisent, quant à elles, que du gaz sec et un mélange (GPL - condensat). Elles nécessitent alors:

- . seulement deux types de canalisations à leur sortie,
- . une unité de séparation GPL-condensat située entre le champ de production et Hassi R'Mel, et
- . une seconde unité de séparation du GPL en butane et propane.



#### I-3-3-2- Capacité de l'unité et profil de production:

La capacité de l'unité de traitement devrait être considérée comme fonction du temps. Ainsi, nous pouvons distinguer plusieurs modèles d'évolution des capacités de traitement:

- La capacité est constante en fonction du temps. Elle peut être inférieure ou égale au maximum de production des puits qui sont reliés à l'unité.
- La capacité évolue par paliers successifs et s'ajuste aux profils de production des puits reliés.

#### I-3-3-3- Quelques contraintes:

Parmi les plus effectives, nous retiendrons:

- la situation géographique des unités de traitement,
- les délais de réalisation proportionnels à l'importance de la capacité à installer, et
- la pression à l'entrée des modules. Cette dernière doit être maintenue au-dessus d'une certaine pression  $P_{min}$ . Il serait donc intéressant de considérer l'évolution de la pression des puits  $P=f(q)$ , où  $q$  correspond à la quantité extraite, et la perte de charge dans le réseau de collecte.

#### I-3-4- Le réseau d'expédition:

Ce réseau est formé de deux composantes:

##### I-3-4-1- Des unités de traitement vers Hassi R'Mel:

Il nous faut, dans ce cas, rechercher le schéma optimal du réseau de transport des différents composants. Ces derniers, vu la structure des installations existantes au niveau de Hassi

R'Mel, sont astreints à apparaître séparément sous la forme de Gaz sec, de GPL et de condensat.

**I-3-4-2- A partir de Hassi R'Mel:**

Théoriquement, il est possible d'augmenter la capacité du réseau existant en augmentant la pression dans les pipes. Toutefois, la vitesse limite d'écoulement du fluide amène à le développer pour en accroître la capacité.

## CHAPITRE II

### ASPECTS THEORIQUES DU PROBLEME

#### II-1- Classification du problème:

Le principal objectif du problème qui nous préoccupe consiste à réaliser l'acheminement:

- du gaz brut à partir des champs vers les modules de traitement (COLLECTE):

- du gaz sec, du LGN, et du GPL à partir des modules de traitement vers HASSI R'MEL (DISTRIBUTION);

- du gaz sec, du LGN, et du GPL à partir de Hassi R'Mel vers les points de demande, et ceci de façon à maximiser le cash-flow actualisé (recettes-dépenses) (DISTRIBUTION).

L'acheminement des fluides sous certaines contraintes à travers un ensemble de points est un problème de distribution. Cet acheminement se fera à travers un réseau dont certaines entités doivent être localisées (dans le temps et dans l'espace) et dimensionnées simultanément.

Ce problème sera considéré au départ de notre formulation lors du choix des différents sites potentiels ou favorables pour nos différents modules (il s'agit de l'approche ensemble fini qui sera développée dans la suite du document).

Ainsi, dans le cas qui nous préoccupe, la localisation des modules de traitement, la détermination de leur capacité et date de mise en fonctionnement, aussi bien que la construction du réseau de collecte et de distribution restent à déterminer. Les décisions à prendre seront de ce fait toutes d'ordre stratégique. Elles auront aussi la particularité d'être dépendantes les unes des autres, puisque l'augmentation du nombre de modules à installer réduit la taille du réseau de collecte et de distribution.

#### II-2- Revue bibliographique concernant le problème de distribution:

La sélection de sites n'est pas un problème simple mais une combinaison de problèmes liés entre eux, parmi lesquels se posent les quatre suivants:

- 1- Détermination du nombre de dépôts
- 2- Détermination des sites pour ces dépôts
- 3- Affectation des clients à ces dépôts
- 4- Dimensionnement des dépôts

ceci, en tenant compte des économies d'échelle inhérentes aux coûts d'opération.

Fondamentalement, cette classe de problèmes peut être résolue par trois types d'outils: les méthodes d'optimisation combinatoires exactes, les méthodes approximatives ou encore heuristiques, et enfin la simulation (bien que certains auteurs ont parfois tendance à classer la simulation parmi les heuristiques).

### II-2-1- Méthodes heuristiques:

Souvent de nature intuitive, ces méthodes s'inspirent de la structure du problème pour lui trouver une solution. Elles ne nécessitent pas la connaissance totale du système étudié ni la formulation rigoureuse du problème associé. Approximatives dans leur approche, elles conduisent à des solutions réalisables, mais pas nécessairement optimales au bout d'un temps de calcul raisonnable.

Parmi le grand nombre de méthodes suggérées dans la littérature relative aux problèmes de localisation, il est possible de distinguer deux (02) approches principales : l'approche dite "ensemble infini", et l'approche dite "ensemble fini"

#### 1- L'approche "ensemble infini":

##### A- Principe:

Cette approche suggère que la sélection de sites peut être effectuée à n'importe quel point de la région considérée, c'est-à-dire qu'il y a un nombre infini de sites potentiels.

##### B- Caractéristiques:

a) L'approche "ensemble infini" ne nécessite pas la détermination des sites potentiels (intéressants a priori).

b) Elle n'est pas flexible car elle étudie une fonction monotone de la distance.

c) Différentes solutions peuvent être présentées pour des problèmes de sélection de sites.

d) Il est possible que la solution inclue une localisation qui n'est pas réalisable (par exemple un site au sommet d'un mont).

e) Les coûts de transport doivent être une fonction monotone de la distance.

Cette approche est la plus ancienne des deux. Les modèles utilisés par la plupart de ses adeptes sont pratiquement similaires. Ils se basent sur l'hypothèse que la fonction coût est une fonction monotone de la distance, et qu'elle peut être minimisée en minimisant la somme des distances euclidiennes pondérées.

Lorsqu'il s'agit de localiser plus d'un dépôt, le coût donné résulte de la somme des coûts de tous les dépôts. Le problème de la détermination du nombre de dépôts nécessaires est résolu (en tenant compte des coûts de transport) pour un, deux, trois... dépôts (ADD algorithm), en considérant leurs coûts respectifs. Le nombre qui générera le coût total minimum sera considéré comme l'optimum.

Cette méthode de résolution a pour principal inconvénient la non linéarité de la formulation mathématique du problème; c'est l'une des raisons pour lesquelles l'approche ensemble fini a été introduite [EIL,1970].

## 2- L'approche "ensemble fini":

### A- Principe:

Cette approche intuitive consiste à choisir un nombre de sites admissibles pour lesquels les coûts réels de transport vers les clients et les coûts d'exploitation peuvent être déterminés. La difficulté réside en la détermination, parmi cet ensemble de localisations, du sous-ensemble qui minimise les coûts de distribution totaux [EIL,1970].

### B- Caractéristiques:

a)- Cette approche inclut les coûts liés aux localisations géographiques particulières.

b)- Elle ne contraint pas les coûts de transport à être une quelconque fonction de la distance.

c)- Elle impose l'élaboration d'un ensemble de sites réalisables et pour lesquels toutes les données concernant les coûts sont disponibles.

d)- Le nombre de localisations doit être fini et suffisamment réduit pour que la résolution soit efficace.

e)- Il est possible que l'ensemble des sites réalisables n'inclue pas la solution optimale.

### C- Principaux algorithmes de type "ensemble fini":

Les algorithmes les plus célèbres sont sans conteste ceux connus sous les noms ADD (addition) et DROP (retrait). Ils permettent de réaliser une sélection parmi les sites proposés en se basant sur des critères différents, tels que:

#### - celui de l'économie:

Parmi les variantes de méthodes hauristiques proposées dans la littérature, deux approches sont dominantes [KUH,1963]:

\* La première permet d'élaborer une liste de sites favoris, en tenant compte de la demande et générant les plus grandes économies.

\* La seconde permet de réviser cette liste en:

. supprimant les dépôts non économiques à cause de la proximité d'autres dépôts, et

. en relocalisant éventuellement ces dépôts; dans des sites voisins en tenant compte des critères d'économie.

#### - celui de la demande:

Dans la méthode ADD and DROP proposée par Feldman, LEHRER et Ray [FEL,1966], la solution optimale est obtenue en deux étapes:

\* La première (Drop): de la liste de tous les dépôts, celui qui génère la plus grande économie est extrait successivement.

\* La deuxième (Add) : la demande locale estime quelle portion de la courbe du coût de fonctionnement du dépôt est la plus adéquate et choisit le dépôt en conséquence. Notons que la solution obtenue est étroitement liée à l'allure de la fonction coût de fonctionnement du dépôt, et ne tient pas compte de la distance dépôt-client.



- celui de la taille des centres de population considérés:  
Dans la méthode présentée par Susams [SUS,1968], le choix des localisations s'effectue en considérant que la demande est proportionnelle à la taille de la population. La méthode définit la meilleure localisation pour 1,2,... unités jusqu'à ce que la plus petite unité soit juste économiquement viable.

Ainsi, vu la complexité due au nombre important de variables et de contraintes du modèle énoncé en II-4-a- [MIC,1985], les auteurs ont opté pour une résolution heuristique.

#### II-2-2- Méthodes de simulation:

La simulation est à la base une activité de modélisation et de représentation d'un système complexe de façon schématique ou abrégée. Sa force consiste à permettre d'explorer les questions de type "what if...?" de manière à déterminer quelles combinaisons de variables génèrent la solution optimale pour le système considéré. En outre, elle est en mesure de soumettre la solution générée à une analyse de sensibilité et d'étudier la nature des relations fonctionnelles entre les variables et la réponse du système. Néanmoins, la fiabilité de la politique d'opération proposée dépend étroitement de la disponibilité et de la justesse des données requises. De plus, lorsque le nombre de paramètres de décision augmente, le processus de simulation se complique considérablement.

Plusieurs aspects du problème concernant le développement de champs de gaz ont fait l'objet de travaux de recherche. Nous citerons, pour exemple, E.Lima et E.Corona, [LIM,1987] qui proposent un modèle physique, dynamique et économique permettant de prendre en charge la production de gaz sur la période 1987-2002 de manière à satisfaire la demande. L'étude est basée sur le modèle SLIP [SLIP,1987], qui permet:

- de simuler l'utilisation de l'équipement de traitement du pétrole et du gaz à l'ouest du Venezuela,
- d'optimiser le système de distribution du gaz, et
- de développer un programme d'investissement optimal pour construire une infrastructure adéquate tout en tenant compte des profils de production des champs considérés.

Ce modèle considère le développement de deux (2) champs dont l'extraction du gaz est effectuée par deux procédés:

- injection de gaz dans le réservoir (Type 1)
  - procédé dit de "gaz-lift" (injection de gaz dans la colonne de production) (Type 2).

Nous reprenons succinctement la structure de base du modèle proposé [LIM,1987], parce qu'il nous permet d'introduire et d'explicitier certains concepts relatifs au domaine, et de montrer la complexité inhérente à ces problèmes.

L'objectif de ce modèle consiste à maximiser le bénéfice actualisé :

$$\{(\text{profit marginal relatif à la vente de gaz provenant des champs de type 1 et 2}) + (\text{profit réalisé par les ventes de LGN}) + (\text{Profit réalisé par les ventes locales de gaz}) - (\text{coûts d'importation de pétrole})\} * (\text{Taux d'actualisation})$$

sous les contraintes :

- a) de capacité
- b) du marché
- c) conservation du flux
- d) réponse du champ 2 au procédé gaz-lift.

- particularités du modèle:

\* Le modèle comprend une linéarisation de la réponse des champs aux deux procédés d'amélioration de la production: la réinjection, et le gaz-lift.

\* Il traite aussi les goulets d'étranglement dans les systèmes actuels et futurs, les capacités de transmission et de compression, et recommande des options en tenant compte des considérations économiques et techniques.

\* L'approche utilisée consiste en la subdivision du système en trois sous-systèmes: le premier au nord, le second au centre, et le troisième au sud. Elle permet de simplifier le problème en considérant trois sous-problèmes indépendants et de taille réduite. Pour chaque sous-système, on procède :

. à l'évaluation des alternatives conduisant au choix d'un schéma de compression et de distribution s'approchant de l'optimum, et à

. l'identification des goulets d'étranglement ainsi qu'à la détermination des solutions recommandées.

### II-2-3- Méthodes exactes:

Ces méthodes analytiques permettent lorsqu'elles sont applicables, l'obtention d'une solution exacte du problème traité. Parmi celle-ci, nous pouvons citer:

#### a) La programmation en nombres entiers:

Cette méthode de résolution a été handicapée par la présence, en général, de non-linéarités dans les fonctions coûts. De manière à passer outre ces problèmes, nous utiliserons la méthode suivante: une fois que l'on a choisi quels dépôts seront ouverts ou fermés (variables stratégiques), le problème reviendrait à déterminer le flux d'un dépôt vers un client.

Comme la programmation en nombres entiers s'adapte aux problèmes de décision, elle convient entièrement aux problèmes de planification. Elle se prête à plus forte raison à l'étude concernant le développement de champs de gaz et de pétrole [MIC,1985] que nous énonçons ci-après. Cette étude a pour but de:

- 1) déterminer un modèle de développement des champs de pétrole situés dans les hauts-fonds Norvégiens.
- 2) développer le réseau de transport des produits pétroliers des zones de production vers les clients et autres unités de traitement.

- Le problème se traduit par les interrogations suivantes:

- \* Quels nouveaux champs devraient être mis en production ?
- \* Quand devraient-ils être mis en production ?

- \* Les moyens de transport existant sont-ils suffisants ?
- \* Quels sont les nouveaux moyens de transport qui devraient être utilisés pour les nouveaux champs ?
- \* Dans quel ordre chronologique et de quelles dimensions devraient être établies les composantes du nouveau réseau de transport ?

#### 1- Présentation du système:

Le système se compose des entités suivantes:

- \* Les noeuds, dont la nature est déterminée par les paramètres "demande" et "production", et qui sont:
  - . les sources (production $\geq$ 0 ; demande=0)
  - . les clients (demande $\geq$ 0 ; production=0)
  - . les jonctions (production=demande=0), et
- \* les liaisons, qui représentent les voies de transport de pétrole et de gaz d'un noeud à l'autre.

#### 2- Les données considérées sont:

- \* Pour les champs potentiels :
  - . l'intervalle de temps nécessaire à leur mise en production,
  - . le profil de production annuelle, et l'estimation des coûts engendrés par leur développement (investissement) et leur exploitation.

- \* Pour les champs producteurs:
 

Il s'agit essentiellement en leur profil de production et des coûts d'exploitation.

- \* Pour chaque client:
 

Par "clients", on entend les modules de traitement et les clients réels. Pour chacun, on déterminera :

  - . le type de demande gaz ou pétrole,
  - . les bornes supérieures et inférieures concernant la demande annuelle, ainsi que
  - . les profils des prix adoptés (données annuelles).

- \* Pour les jonctions:
 

prix et topologie

- \* Pour les liaisons potentielles:
  - . type (gaz, pétrole),
  - . sommet initial, sommet terminal,
  - . direction,
  - . durée en années nécessaire à la mise en exploitation
  - . durée de vie de la liaison,
  - . coût unitaire de transport pour le gaz et le pétrole
  - . devis concernant les coûts d'investissements, d'exploitation et de maintenance, et
  - . capacité.

- \* Pour les liaisons existantes:
 

Les mêmes données précédentes, à l'exception de la durée nécessaire à la mise en exploitation.

- \* Données générales:
  - . horizon de temps divisé en périodes égales dont la durée reste à déterminer,
  - . budget alloué chaque année, et
  - . différentes relations entre les champs.

### 3- Présentation du modèle:

Il s'agit de modéliser le processus de production en amont des unités de traitement supposées connues tant par leur localisation géographique que par leur capacité de traitement. Afin d'atteindre l'objectif fixé, la méthode de programmation mathématique linéaire a été choisie.

### 4- Caractéristiques du modèle:

D'abord présenté sous la forme de deux modèles, le premier traitant de l'ordre des champs à mettre en production et le second de la structure du réseau de transport, le modèle final adopté présente les caractéristiques suivantes:

- \* il fait intervenir le facteur temps dans l'élaboration du processus de développement des champs et du réseau de transport,
- \* il décompose le réseau de transport en deux "sous-réseaux" indépendants: le premier pour le gaz et le second pour le pétrole.

Les variables considérées sont de deux types: celles dénotant les flux de produits transitant par les différentes entités du système, et celles représentant les périodes de mise en service des différentes entités.

### 5- les contraintes:

Elles sont principalement de 6 types:

- \* contraintes de conservation de flux,
- \* contraintes de satisfaction de la demande des clients,
- \* contraintes concernant la capacité limite des liaisons potentielles,
- \* contraintes concernant la capacité limite des liaisons existantes,
- \* contrainte concernant le budget, et enfin
- \* contraintes d'homogénéité.

### 6- La fonction objective:

- \* le revenu R:

$$R = [\text{taux d'actualisation}(t)] * \{ [\text{prix de vente du gaz}(t)] * [\text{quantité de gaz vendue}(t)] + [\text{prix de vente du pétrole}(t)] * [\text{quantité de pétrole vendue}(t)] \}$$

- \* coûts d'investissement et d'exploitation I:

$$I = [\text{taux d'actualisation}(t)] * [\text{coûts d'exploitation des champs à développer}(t)]$$

- \* coûts de transport C:

$$C = [\text{taux d'actualisation}(t)] * [\text{coûts de développement des liaisons}(t)]$$

La fonction objective consiste en la maximisation du cash-flow actualisé, c'est-à-dire de la quantité:

$$\text{cash-flow} = R - (I + C)$$

(où  $x(t)$  dénote  $x$  à la période  $t$ ).

b) Méthodes de séparation et évaluation:

Ces méthodes de séparation et évaluation (Branch and Bound) agissant par une exploration intelligente du domaine des solutions réalisables, sont basées sur le principe d'énumération implicite. Elles évitent d'effectuer l'inventaire systématique de l'ensemble des solutions potentielles. Elles sont les plus recommandées pour les problèmes de sélection de sites car elles permettent d'aborder la résolution en considérant tout d'abord les variables stratégiques, puis, en second lieu, les variables tactiques. Ce type de méthodes a été retenu pour la résolution du problème énoncé ci-après:

Il s'agit d'une étude réalisée par E.M.L. BEALE [BEA, 1975] portant sur l'optimisation de l'extension d'un réseau de pipelines par la programmation mathématique.

1) Problème:

Le système considéré est un réseau de pipes permettant le transport d'un fluide d'un noeud à un autre. Le but recherché est d'augmenter les capacités du réseau, selon la demande des différents clients.

2) Présentation du modèle: (annexe2)

## CHAPITRE III

### FORMULATION

#### Introduction:

Le problème dont l'énoncé est apparemment simple, est en fait assez complexe quant à sa formulation et à sa résolution.

#### III-1- Présentation de la formulation:

La formulation d'un problème de type localisation / distribution présente les inconvénients suivants:

- Comme nous ne connaissons pas la taille des modules de traitement à installer, il sera difficile d'évaluer les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance les concernant.

- La détermination des capacités de stockage demeure elle aussi ardue vu qu'elle est étroitement liée à la taille des centres de traitement. Cette fonction de stockage est indispensable aux différents stades du transport et de la distribution des liquides (LGN, GPL). En effet, elle joue le rôle:

\* de tampon pour assurer le fonctionnement continu des installations de traitement en cas de rupture de la chaîne de distribution, et l'approvisionnement régulier des consommateurs malgré les aléas des arrivées de gaz brut et les fluctuations saisonnières de la consommation.

\* de relais entre les centres de traitement et les zones de consommation, permettant une optimisation des moyens et des coûts de production, de transport et de stockage.

- Puisque l'on traite du transport du gaz brut des différents champs (ayant chacun ses particularités telle que la densité) vers les modules de traitement, nous serons amenés à calculer au niveau de chaque jonction et ainsi au niveau de chaque liaison, les proportions de gaz sec, de GPL et de LGN transportées.

Ajoutons à cela d'autres aspects propres au système tels que:

#### III-1-1- Le problème de pression:

La pression est un paramètre essentiel dans les domaines du transport et du traitement des hydrocarbures . En effet, elle apparaît à travers:

- la variation de pression maximale admissible lors du transport du gaz brut de manière à ce que ce dernier reste en phase gazeuse. Ainsi, nous obtenons la contrainte suivante:

$$P(i)-P(j) \leq [P(i)-P(j)]_{\max} \quad (10)$$

- les niveaux de pression, au nombre de trois (3), imposés à l'entrée des modules de traitement, pour que leur fonctionnement soit efficace. Ainsi, nous aurons à prendre en considération les contraintes suivantes:

$$\sum_{s=1}^3 \dot{A}_{is} * [P(i,s)]_{\min} \leq P(i) \quad , \quad i \in \{\text{modules}\} \quad (11)$$

$$\sum_{s=1}^3 \dot{A}_{is} * [P(i,s)]_{\max} \geq P(i) \quad , \quad i \in \{\text{modules}\} \quad (12)$$

où

$$\dot{A}_{is} = \begin{cases} 1 & \text{si le module } i \text{ fonctionne selon le niveau de pression } s \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad s=1,2 \text{ ou } 3$$

et  $[(P(i,s))_{\min}, (P(i,s))_{\max}]$  correspond à la fourchette de pression admissible concernant le module  $i$ , lorsqu'il fonctionne au niveau de pression  $s$ ,  $s=1,2,3$ .

$$\text{avec} \quad \sum_{s=1}^3 \dot{A}_{is} = 1 \quad , \quad i \in \{\text{modules}\} \quad (13)$$

- le lien réel existant entre la quantité de gaz brut extraite du champ et la chute de pression qui en résulte dans le système (annexe2).

Ainsi, la prise en considération du phénomène de pression dans le système ne peut que générer une non-linéarité qui rend notre problème difficilement résolvable. De manière à palier à cette difficulté, nous avons opté pour l'alternative suivante:

-La contrainte de pression  $P(i)-P(j) \leq [P(i)-P(j)]_{\max}$  sera ramenée à  $\text{dist}(i,j) \leq D_{\max}$ , contrainte dont nous tiendrons compte lors de l'élaboration du réseau potentiel.

- la chute de pression dans le système résultant de la quantité de gaz brut extraite devrait être prise en charge par:

\* l'élaboration d'un profil de production adéquat où les quantités extraites tendront à diminuer avec le temps,

\* l'évolution décroissante des proportions de GPL et de LGN dans le gaz brut au cours du temps. Mais, notre modèle deviendrait alors non-linéaire car nous obtiendrions le produit de variables suivant:

$$\{\text{proportion de GPL}\} * \{\text{flux de gaz brut}\} = \{\text{quantité réelle de GPL}\}$$

D'où la nécessité de considérer une valeur moyenne quant aux différentes proportions de gaz sec, de GPL et de LGN présentes dans le gaz brut.

Ainsi, dans un souci de simplification, considérer la contrainte

$$\text{dist}(i,j) \leq D_{\max}$$

au lieu de la contrainte (10) nous paraît tout à fait plausible.

Ceci nous amène à émettre les approximations et hypothèses suivantes:

\* Puisque nous négligeons le phénomène de pression, nous ne tiendrons pas compte, dans un premier lieu, des diamètres des pipes utilisés. Ce fait a une incidence directe sur l'exactitude de l'analyse des coûts dont la plage de variation est à étudier.

Nous supposerons que pendant la durée de l'étude du système, la chute de pression en tête de puits ne nous amènera pas à placer des pompes au niveau des différents manifolds et jonctions du réseau de collecte.

Notre travail pourrait être approfondi ultérieurement:

- en utilisant  $Q(i,j) = F(i,j) * d^{\alpha}(i,j) * [P(i)-P(j)]^{\beta}$  (17)

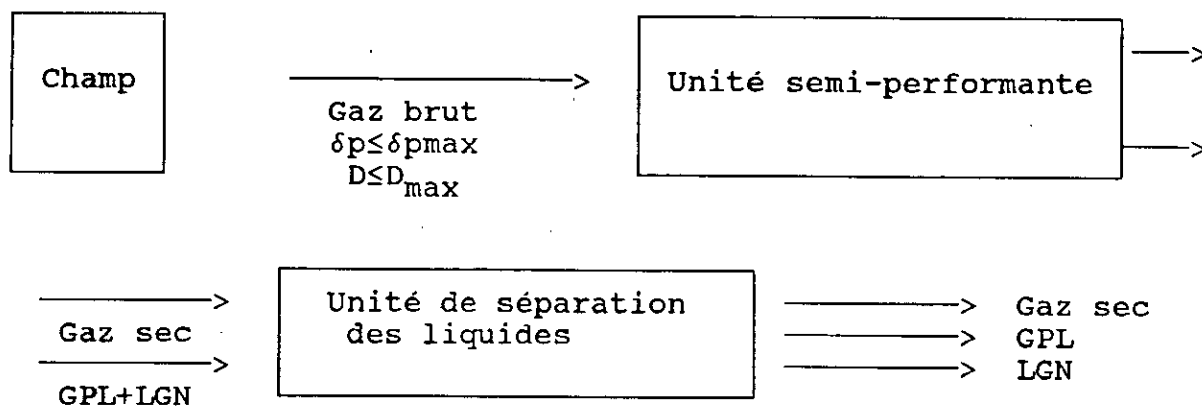
- puis en se fixant les pressions de manière à ce que le système soit réalisable. Nous obtiendrions alors une relation directe  $Q(i,j) = f(\text{diamètre de la liaison } i-j)$ .

L'analyse obtenue sera plus exacte puisqu'elle va prendre en considération les diamètres des différentes liaisons ainsi que les coûts qui leurs sont associés.

### III-1-2- Le problème du traitement du gaz: (unités performantes et semi-performantes)

Le transport du gaz brut présente une certaine complexité dans la mesure où le fluide transporté doit rester sous une forme monophasique gazeuse. Ainsi, l'acheminement du gaz brut peut se faire de plusieurs manières, selon la distance séparant le champ du module de traitement qui lui est affecté.

1- Si la distance est importante (dépassant largement 30 Km), le transport monophasique est rendu possible. De ce fait, s'impose l'alternative de l'utilisation d'une unité semi-performante. Le gaz brut acheminé y est séparé en gaz sec et en fractions liquides (GPL et LGN). Les deux produits obtenus sont alors transportables sur de longues distances, jusqu'à une unité de séparation des liquides en GPL et en LGN. Ceci est explicité par le schéma suivant:



Les fluides gazeux et liquides (gaz sec et (GPL+LGN)) sont transportés sans contrainte jusqu'à l'unité de séparation des liquides.

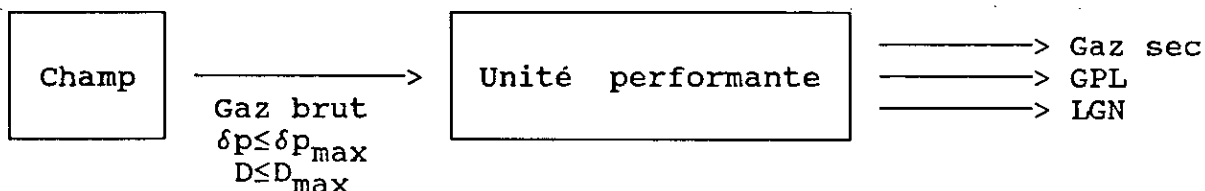


Dans le cas de plusieurs champs, on pourrait avoir des unités de traitement communes (reliées à deux ou plusieurs champs) ou individuelles, toujours selon les distances séparant les champs des modules.

2- Si la distance n'est pas très importante, (voisine de 30 Km) trois alternatives se posent alors:

- l'utilisation d'unités semi-performantes suivies d'unités de séparation des liquides.

- l'utilisation d'unités performantes qui séparent le gaz brut qui y est acheminé, en gaz sec, GPL, et LGN transportables sur de longues distances, schématisée comme suit:



- l'utilisation d'une combinaison d'unités performantes et semi-performantes.

Dans l'élaboration de notre système potentiel, nous tiendrons compte uniquement de la seconde alternative car:

- c'est l'alternative pour laquelle on a le plus fréquemment opté en Algérie.

- c'est aussi celle qui génère un nombre de sommets minimal et donc une formulation dont la taille serait relativement réduite. En effet, nous verrons par la suite que nous serons confrontés au problème de la taille relativement imposante de notre formulation, d'où la nécessité de générer un graphe initial aux dimensions réduites.

Notre travail pourrait être approfondi ultérieurement par la prise en considération complète de toutes les alternatives précitées, notamment par l'utilisation d'unités semi-performantes.

### III-2- Présentation des contraintes:

Nous modéliserons notre système en considérant les sous-systèmes suivants:

- en amont des modules : cette partie traitera essentiellement de la production du gaz brut et de son acheminement aux différentes unités de traitement.

- au niveau des modules : cet ensemble de contraintes va nous permettre de faire le lien entre la quantité de gaz brut traité et les quantités de gaz sec, de GPL et de LGN produites.

- en aval des modules : quant à elle, cette partie considérera d'une part les différents processus qui ont lieu au niveau des modules tels que le traitement, la réinjection, le stockage... et d'autre part le transport des différents produits (gaz sec, GPL et LGN) vers les centres de consommation.

### III-2-1- En amont des modules:

Les principales contraintes sont:

- La contrainte de conservation de flux:

Cette contrainte nous permet d'une part de dimensionner les réseaux de collecte et de distribution et d'autre part d'homogénéiser les flux de gaz brut relativement au temps.

- La contrainte de capacité de production des champs:

Elle nous permet de déterminer les profils de production des différents champs en introduisant des variables de décision appropriées. Ces profils vont être utilisés physiquement comme input dans notre réseau.

Ainsi, la contrainte entraîne d'une part une planification temporelle de l'exploitation des champs et d'autre part un dimensionnement du réseau de collecte.

- La contrainte de capacité de traitement des modules:

Elle nous permet de dimensionner les modules, de déterminer la planification temporelle de leur mise en exploitation et enfin de gérer de manière optimale leurs éventuelles extensions.

- La contrainte de capacité des liaisons:

Elle nous permet principalement de gérer le dimensionnement et la planification temporelle de la mise en service du réseau de collecte et de dimensionner le réseau de collecte.

- Les contraintes d'homogénéité:

Plusieurs types de contraintes d'homogénéité sont à considérer:

\* Les contraintes d'homogénéité temporelle développent une planification temporelle cohérente. Elles interdisent principalement le fait qu'une entité potentielle soit mise en exploitation à deux reprises durant la période d'étude.

\* Les contraintes d'homogénéité spatiale, quant à elles, génèrent un réseau cohérent et rationnel à l'issue de la planification temporelle. Elles nous permettent d'éviter les situations suivantes:

. créer un réseau aboutissant à un module potentiel qui ne sera jamais mis en exploitation.

. créer un réseau démarrant d'une jonction potentielle ou y aboutissant si cette dernière n'est pas mise en fonctionnement durant la période d'étude considérée.

. créer un réseau démarrant d'un champ potentiel alors que ce dernier ne sera pas développé.

. placer des jonctions aux intersections de réseaux potentiels qui ne seront pas exploités.

. créer des modules de traitement aux extrémités de réseaux de collecte qui ne seront pas opérationnels durant la période d'étude.

\* La contrainte d'exclusion mutuelle de champs au démarrage nous permet d'introduire dans notre modèle les stratégies de développement préconisées par SONATRACH.

\* La contrainte de dépendance traduit le fait que l'exploitation d'un champ doit s'effectuer avant celle d'un

autre. En effet, la priorité peut être donnée à l'exploitation d'un champ dans plusieurs cas:

. on a observé des fuites au niveau des réserves de gaz brut (cas de Djebel Bissâ au sud-ouest de Hassi R'Mel)

. le champ se situe dans une région déjà dotée d'une infrastructure d'accueil (base de vie, réseau routier, réseau électrique...)

\* et enfin, les contraintes qui traduisent le fait qu'il n'y a pas de flux à travers une entité (module ou liaison) tant que cette dernière n'a pas été mise en exploitation.

### III-2-2- Au niveau des modules:

Ces contraintes nous permettent de calculer les proportions de gaz sec, de GPL et de LGN dans le gaz brut, au niveau de chaque branche du réseau de collecte. Ainsi, nous dimensionnerons le réseau d'expédition en évaluant de manière correcte les quantités des différents produits à partir des quantités de gaz brut traitées au niveau des différents modules considérés.

### III-2-3- En aval des modules:

- La contrainte de conservation de flux au niveau des jonctions qui nous permet d'une part de dimensionner le réseau d'expédition et d'homogénéiser notre flux relativement au temps.

- La contrainte de conservation de flux au niveau des modules qui introduit:

. le taux de perte au niveau du traitement aussi bien pour le gaz sec, le GPL que pour le LGN. Ce taux dépend essentiellement des techniques de séparation utilisées et de la durée de vie actuelle des modules existants.

. la consommation de gaz sec et de GPL au niveau des modules et au niveau des localités avoisinantes. Cette consommation sera fonction de la demande de SONEGAS et de celle de NAFTAL.

. la réinjection de gaz sec au niveau des champs qui relève de la récupération secondaire et qui présente l'avantage de produire un gaz brut riche en fractions condensables (GPL et LGN) pendant une période assez longue.

Ainsi, cette contrainte nous permet d'évaluer:

. la capacité de traitement des modules (dimensionnement des modules),

. les capacités de traitement des modules ainsi que les coûts qui leur sont associés, et enfin

. les quantités de produits finis injectés dans le réseau d'expédition.

- La contrainte de conservation de flux au niveau de Hassi R'Mel:

Considérant Hassi R'Mel comme la plaque tournante de l'industrie gazière algérienne, cette contrainte met en valeur:

. la réinjection de gaz sec pour valoriser ce gisement riche en fractions condensables.

. les capacités de stockage de GPL et de LGN

- . la production locale de gaz sec, de GPL et de LGN
- . la consommation de gaz sec et de GPL au niveau de Hassi R'Mel et de ses environs (consommation SONEGAS et NAFTAL).

Ainsi, elle nous permet de déterminer les quantités des différents produits injectés dans le réseau d'expédition, à partir de Hassi R'Mel vers les principales destinations: Arzew, Alger, Les Issers, Skikda et la Tunisie.

- La contrainte de capacité des liaisons existantes et potentielles,

- Les contraintes d'homogénéité temporelles et spatiales similaires à celles énoncées précédemment.

Nous considérerons ensuite des contraintes globales telles que:

- La contrainte budgétaire qui introduit les capacités financières de la société SONATRACH dans l'établissement de la planification temporelle.

- La contrainte de satisfaction de la demande, qui nous permet de poser les conditions minimales de fonctionnement du système.

### III-3- Formulation mathématique:

#### III-3-1- Notations utilisées:

T	nombre de périodes
W(i)	ensemble des liaisons se terminant en i
V(i)	ensemble des liaisons démarrant de i
I <sub>1</sub>	ensemble des noeuds intermédiaires existants: jonctions, manifolds
I <sub>2</sub>	ensemble des noeuds intermédiaires potentiels: jonctions, manifolds
C <sub>1</sub>	ensemble des champs existants
C <sub>2</sub>	ensemble des champs potentiels
p(i,t)	production du champ existant i pendant la période t
p(i,k,t)	production du champ potentiel i pendant la période t sachant qu'il a été mis en exploitation à la période k.
s	profil de production sélectionné pour l'exploitation du champ potentiel considéré. Ce facteur peut prendre les valeurs 1,2 ou 3, correspondant respectivement aux profils de production faible moyen et fort.
L <sub>1</sub>	ensemble des liaisons existantes
L <sub>2</sub>	ensemble des liaisons potentielles.
P(t)	ensemble des trajets pouvant être utilisés à la période
r(n)	dernière période de vie de la liaison existante n
r(n,k)	dernière période de vie de la liaison potentielle n, si sa mise en exploitation s'est effectuée à la période k
u(n,t)	capacité de la liaison existante n à la période t
u(n,k,t)	capacité de la liaison potentielle n à la période t, sachant qu'elle a été mise en exploitation à la période k.
T <sub>xpert</sub> (n,t)	correspond à la fraction de gaz brut perdue ou brûlée (par torchage ou purge) dans la liaison n du réseau de collecte à la période t. Ce taux est fonction de la nature du fluide transporté.
M <sub>1</sub>	ensemble des modules existants
M <sub>2</sub>	ensemble des modules potentiels
d(i,t)	capacité du module existant i à la période t

Ext(i,k) capacité supplémentaire dont le module est i est pourvu la période k. Nous lui affecterons des valeurs fixes de manière à simplifier notre modèle.

Ad<sub>min</sub>(i,k) supplément de charge minimale nécessaire au fonctionnement du module i. Ce supplément est induit par l'augmentation de capacité Ext(i,k).

deb(i) première période pendant laquelle l'entité potentielle i peut être mise en fonctionnement ou en exploitation (champ)

fin(i) dernière période pendant laquelle l'entité potentielle i peut être mise en fonctionnement ou en exploitation (champ)

### III-3-2- Variables de décision:

$$Y(i,k) = \begin{cases} 1 & \text{si le champ potentiel } i \text{ est mis en production à la période } k \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (18)$$

$$\alpha_{is} = \begin{cases} 1 & \text{si le champ potentiel } i \text{ produit selon le profil de production } s \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (19)$$

Les contraintes (18) et (19) équivalent à la contrainte (20).

$$r(i,s,k) = \begin{cases} 1 & \text{si le champ potentiel } i \text{ est mis en production selon le profil } s \text{ à la période } k \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (20)$$

$$z(n,k) = \begin{cases} 1 & \text{si la liaison potentielle } n \text{ est mise en fonctionnement à la période } k \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (21)$$

$$h(i,k) = \begin{cases} 1 & \text{si la jonction potentielle } i \text{ est mise en fonctionnement à la période } k \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (22)$$

$$l(i,k) = \begin{cases} 1 & \text{si le module potentiel } i \text{ est mis en} \\ & \text{fonctionnement à la période } k \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (23)$$

$$\beta(i,k) = \begin{cases} 1 & \text{si le module existant } i \text{ subit une extension à la} \\ & \text{période } k \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (24)$$

Les contraintes (22) et (23) équivalent à la contrainte (25)

$$s(i,k,l) = \begin{cases} 1 & \text{si le module potentiel } i \text{ mis en fonctionnement} \\ & \text{la période } k, \text{ subit une extension à la période } l \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (25)$$

### III-3-3 Contraintes:

#### III-3-3-1 En amont des modules:

##### a) conservation de flux:

$$\sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in P(t)}} x(n,t) - \sum_{\substack{n \in W(i) \\ n \in P(t)}} x(nt) * [1 - TX_{pert}(n,t)] * F(i,t) = 0 \quad \begin{matrix} i \in C1 \cup C2 \cup I1 \cup I2 \\ t=1..T \end{matrix} \quad (26)$$

$$F(i,t) = \begin{cases} 0 & \text{si } i \in I1 \cup I2 \\ p(i,t) & \text{si } i \in C1 \cup C2 \end{cases} \quad (27)$$

##### b) capacité de production des champs:

- Pour les champs existants:

$$p(i,t) \leq \alpha_{i1} * p_1(i,t) + \alpha_{i2} * p_2(i,t) + \alpha_{i3} * p_3(i,t), \quad \begin{matrix} i \in C1 \\ t=1..T \end{matrix} \quad (28)$$

$$\alpha_{i1} + \alpha_{i2} + \alpha_{i3} \leq 1 \quad (29)$$

- Pour les champs potentiels:

$$p(i,t) = \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\min[t, \text{fin}(i)]} \sum_{s=1}^3 [r(i,s,k) * p_s(i,k,t)] , \quad i \in C1UC2 \text{ et } t = \dots 1 \dots T \quad (30)$$

avec

$$r(i,s,k) = \begin{cases} 1 & \text{si le champ potentiel } i \text{ est mis en production selon} \\ & \text{le profil } s \text{ à la période } k \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (20)$$

$$\text{ainsi, } r(i,s,k) = \alpha_{1s} * y(i,k) \quad (31)$$

Ceci se traduit par les contraintes artificielles suivantes:

$$\sum_{\substack{k=1 \\ k \in \{\text{deb}(i), \text{fin}(i)\}}}^T r(i,s,k) \leq \alpha_{1s} , \quad i \in C1UC2 \text{ et } s=1..3 \quad (32)$$

$$\sum_{s=1}^3 r(i,s,k) \leq y(i,k) , \quad i \in C2 \text{ et } k=\text{deb}(i).. \text{fin}(i) \quad (33)$$

$$r(i,s,k) \geq \alpha_{1s} + y(i,k) - 1 , \quad i \in C2 \text{ et } k=\text{deb}(i).. \text{fin}(i) \\ s=1..3 \quad (34)$$

Ces dernières ne sont pas à prendre en compte. En effet, il suffit de considérer les contraintes suivantes:

$$\sum_{s=1}^3 r(i,s,k) \leq 1 , \quad i \in C2 \text{ et } k=1..T \quad (35)$$

tout en omettant les variables  $\alpha_{1s}$  et  $y(i,k)$  pour les champs potentiels.

c) capacité des modules:

En supposant que chaque module ne puisse avoir qu'une extension possible pendant toute période  $t$ , nous avons :



Pour les modules existants:

$$d_{\min}(i,t) \leq \sum_{\substack{n \in W(i) \\ n \in P(t)}} x(n,t) * [1 - TX_{\text{pert}}(n,t)] \leq d_{\max}(i,t) , \quad \begin{matrix} i \in M_2 \\ t=1..T \end{matrix} \quad (36)$$

$$\text{où } d_{\max}(i,t) = d_{\max}(i,1) + \sum_{k=1}^t d_{\max}(i,k) * \beta(i,k) \quad (37)$$

$$d_{\min}(i,t) = d_{\min}(i,1) + \sum_{k=1}^t Ad_{\min}(i,k) * \beta(i,k) \quad (38)$$

Pour les modules potentiels:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} \left\{ d_{\min}(i,k) * l(i,k) + \sum_{l=k}^t Ad_{\min}(i,k,l) * s(i,k,l) \right\} \leq \sum_{\substack{n \in W(i) \\ n \in P(t)}} x(n,t) * [1 - TX_{\text{pert}}(n,t)] , \quad \begin{matrix} i \in M_2 \\ \text{et } t=1.. \end{matrix} \quad (39)$$

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} d_{\max}(i,k,k) * l(i,k) + \sum_{l=k}^t Ext(i,k,l) * s(i,k,l) \leq \sum_{\substack{n \in W(i) \\ n \in W(i)}} x(n,t) * [1 - TX_{\text{pert}}(n,t)] , \quad \begin{matrix} i \in M_2 \\ \text{et } t=1..T \end{matrix} \quad (40)$$

Ces contraintes sont valables si nous imposons le fait qu'il n peut pas y avoir d'extensions si le module n'existe pas.

Ainsi, nous poserons:

$$\sum_{l=1}^T s(i,k,l) \leq l(i,k) , \quad k=\text{deb}(i), \text{fin}(i) \quad (41)$$

Remarque: nous pouvons imposer un nombre maximum d'extensions possibles pour un module en posant:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} \sum_{l=k}^t s(i,k,l) \leq \gamma(t) \text{ si le module est potentiel} \quad (42)$$

où  $\gamma(t)$  est le nombre maximal d'extentions possibles durant la période  $[1,t]$ .

d) capacité des liaisons existantes:

Tenant compte de leur durée de vie, nous avons:

$$x(n,t) \leq u(n,t) , n \in L_1 \text{ et } 1 \leq t \leq r(n) \quad (43)$$

e) capacité des liaisons potentielles:

$$x(n,t) \leq \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} u(n,k,t) * z(n,k) , n \in L_2 \\ \text{te } \text{deb}(n) \dots \text{Min}[T, (r(n) \dots \text{fin}(n))] \quad (44)$$

f) homogénéité

- temps de démarrage:

\* d'un champ potentiel:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} y(i,k) \leq 1 , i \in C_2 \quad (45)$$

\* d'une liaison potentielle:

$$\sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} z(n,k) \leq 1 , n \in L_2 \quad (46)$$

\* d'une jonction potentielle:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} h(i,k) \leq 1 , i \in I_2 \quad (47)$$

\* d'un module potentiel:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} l(i,k) \leq 1, \quad i \in M_2$$

(48)

\* d'un champ potentiel:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} y(i,k) \leq 1, \quad i \in C_2$$

(49)

- pas de liaison potentielle se terminant par un module potentiel si pas de module:

$$\sum_{n \in W(i)} \sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(i)} z(n,k) \leq M * \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} l(i,k), \quad i \in M_2$$

(50)

M étant un grand nombre

- pas de jonction potentielles si aucune liaison n'en démarre:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} h(i,k) \leq \sum_{n \in V(i)} \sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} z(n,k), \quad i \in I_2$$

(51)

- pas de liaisons potentielles se terminant par une jonction si pas de jonction:

$$\sum_{n \in W(i)} \sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} z(n,k) \leq M * \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} h(i,k), \quad i \in I_2$$

(52)

- pas de liaisons potentielles démarrant en un champ si pas de champ:

$$\sum_{n \in V(i)} \sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} z(n,k) \leq \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} y(i,k), \quad i \in C_2$$

(53)

- pas de jonction potentielle si aucune liaison n'y aboutit:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} h(i,k) \leq \sum_{i \in W(i)} \sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(i)} z(n,k) , \quad i \in I_2 \quad (54)$$

- pas de liaison démarrant d'une jonction potentielle si cette dernière n'est jamais mise en exploitation:

$$\sum_{i \in V(i)} \sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} z(n,k) \leq M * \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} h(i,k) , \quad i \in I_2 \quad (55)$$

- pas de module si aucune liaison n'y aboutit, ie., aucune quantité de gaz brut n'y est acheminée:

$$\sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} l(i,k) \leq \sum_{n \in V(i)} \sum_{k \in \text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} z(n,k) , \quad i \in M_2 \quad (56)$$

- exclusion mutuelle de champs au démarrage:

$$\sum_{i \in C_{UC2}} \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\min[\text{fin}(i), t]} y(i,k) \leq \gamma(t) , \quad t=1..T \quad (57)$$

- dépendance:

Elle traduit le fait qu'un champ i ne peut pas commencer à produire avant un champ i'

$$\sum_{k=\text{deb}(i')}^{k(i,i',t)} y(i',k) \geq \sum_{k=\text{deb}(i)}^t y(i,k) , \quad t=\text{deb}(i).. \text{fin}(i) \quad (58)$$

$k(i,i',t)$  est la dernière période possible pour le démarrage de i' sachant que i démarre à t.

- pas de flux sans liaison:

$$x(n,t) \leq M * z(n,t) , \quad t \leq k, k=\text{deb}(n).. \text{fin}(n), n \in L_2 \quad (59)$$

$$x(n, t) \leq M * \sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} z(n, k) , \quad t \geq \text{fin}(n) , n \in L_2 \quad (60)$$

### III-3-3-2 Au niveau des modules:

De manière à connaître la proportion de gaz sec, GPL, et LGN qui entre dans chaque module, nous devons calculer cette proportion dans chaque branche du réseau de collecte. Ainsi, nous utiliserons l'expression suivante:

$$\alpha_{Gs}(n, t) = \left\{ \sum_{\substack{m \in W(i) \\ m \in P(t)}} \alpha(m, t) * x(n, t) * [1 - TX_{\text{pert}}(m, t)] \right\} / \sum_{\substack{m \in P(t) \\ m \in V(i)}} x(m, t) \quad (61)$$

où  $n \in V(i)$  et  $i \in I_1 \cup I_2$

En considérant l'hypothèse que pour plusieurs entrées, il n'existe qu'une seule sortie, nous obtenons:

$$\alpha_{Gs}(n, t) = \left\{ \sum_{\substack{m \in W(i) \\ m \in P(t)}} \alpha(m, t) * x(n, t) * [1 - TX_{\text{pert}}(m, t)] \right\} / x(m, t) \quad (62)$$

où  $n \in V(i)$  et  $i \in I_1 \cup I_2$

### III-3-3-3- En aval des modules:

Pour faciliter l'étude de cette partie du système, nous utiliserons les notations suivantes:

- IGs1: ensemble des jonctions existantes par lesquelles transite le gaz sec entre les modules de traitement et Hassi R'mel.
- IGs2: ensemble des jonctions potentielles par lesquelles transite le gaz sec entre les modules de traitement et Hassi R'mel.
- IGsHR1 ensemble des jonctions existantes par lesquelles transite le gaz sec lors de son transport à partir de Hassi R'Mel.
- IGsHR2 ensemble des jonctions potentielles par lesquelles transite le gaz sec lors de son transport à partir de Hassi R'Mel.

LGs1 ensemble des liaisons existantes transportant le gaz sec des modules de traitement vers Hassi R'Mel

LGs2 ensemble des liaisons potentielles transportant le gaz sec des modules de traitement vers Hassi R'Mel

LGsHR1 ensemble des liaisons existantes transportant le gaz sec à partir de Hassi R'Mel

LGsHR2 ensemble des liaisons potentielles transportant le gaz se à partir de Hassi R'Mel

PGs(t) ensemble des trajets pouvant être utilisés pour le transport du gaz sec à partir des modules à la période t

UGs(n,t) capacité de la liaison existante n transportant du gaz sec à partir des modules à la période t.

u(n,k,t) capacité de la liaison potentielle n transportant du gaz sec à partir des modules à la période t, si elle a été mise en fonctionnement à la période k.

DmdGs(t) demande totale en gaz sec à la période t

DmdGPL(t) demande totale en GPL à la période t

DmdLGN(t) demande totale en LGN à la période t

KGs ensemble des clients ayant une demande en gaz sec

KGPL ensemble des clients ayant une demande en GPL

KLGN ensemble des clients ayant une demande en LGN

a) conservation de flux:

- au niveau des modules de traitement:

\* gaz sec:

$$\sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P(t)}} \alpha_{Gs}(n,t) * x(n,t) * (1 - TX_{pert}(n,t)) = \sum_{\substack{n \in V(1) \\ n \in P_{Gs}(t)}} x(n,t) + Reinject_{Gs}(i,t)$$

$$Pert_{Gs}(i,t) + Consom_{Gs}(i,t), \quad i \in M_1 \cup M_2 \quad (63) \\ t = 1..T$$

où

-  $Reinject_{Gs}(i,t)$  = quantité de gaz sec à réinjecter pour le module i.

De manière générale, nous poserons:

$$\text{Reinject}_{Gs}(i,t) = \text{Txreinject}_{Gs}(i,t) * A$$

-  $\text{Consom}_{Gs}(i,t)$  = quantité de gaz sec consommée directement dans la région environnante (SONELGAZ, base de vie, turbines à gaz...)

Nous poserons

$$- \text{Consom}_{Gs}(i,t) = \text{Txconsom}_{Gs}(i,t) * A$$

$$- \text{avec } A = \sum_{\substack{n \in V(1) \\ n \in P(t)}} \alpha_{Gs}(n,t) * x(n,t) * [1 - \text{Txpert}(n,t)]$$

\* GPL:

$$\sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P(t)}} \alpha_{GPL}(n,t) * x(n,t) * [1 - \text{Txpert}(n,t)] = \sum_{\substack{n \in V(1) \\ n \in P_{GPL}(t)}} x(n,t) + \text{Stock}_{GPL}(i,t) + \text{Pert}_{GPL}(i,t) + \text{Consom}_{GPL}(i,t), \quad i \in M_1 \cup M_2, \text{ et } t=1..T \quad (64)$$

\* LGN:

$$\sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P(t)}} \alpha_{LGN}(n,t) * x(n,t) * [1 - \text{Txpert}(n,t)] = \sum_{\substack{n \in V(1) \\ n \in P_{LGN}(t)}} x(n,t) + \text{Stock}_{LGN}(i,t) + \text{Pert}_{LGN}(i,t), \quad i \in M_1 \cup M_2, t=1..T \quad (65)$$

Par analogie au cas précédent du gaz sec, les expressions des quantités de GPL et LGN perdues et consommées sont le résultat du produit de chacun des taux respectifs de perte et de consommation par le flux net entrant au module considéré.

- jonctions:

\* gaz sec:

$$\sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P_{gs}(t)}} x(n,t) * [1 - \text{Txpert}(n,t)] = \sum_{\substack{n \in V(1) \\ n \in P_{gs}(t)}} x(n,t), \quad i \in I_{Gs_1} \cup I_{Gs_2} \quad (66)$$

\* GPL:

$$\sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P_{GPL}(t)}} x(n,t) * [1 - TX_{pert}(n,t)] = \sum_{\substack{n \in V(1) \\ n \in P_{GPL}(t)}} x(n,t) , \quad i \in IGPL_1 \cup IGPL_2 \quad (67)$$

\* LGN:

$$\sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P_{LGN}(t)}} x(n,t) * [1 - TX_{pert}(n,t)] = \sum_{\substack{n \in V(1) \\ n \in P_{LGN}(t)}} x(n,t) , \quad i \in ILGN_1 \cup ILGN_2 \quad (68)$$

- Hassi R'Mel:

\* gaz sec:

$$\sum_{\substack{n \in W(HR) \\ n \in P_{gs}(t)}} x(n,t) * [1 - TX_{pert}(n,t)] + Prod_{gs}(HR,t) = \sum_{\substack{n \in V(HR) \\ n \in P_{gs}(t)}} x(n,t) + \\ Reinject_{gs}(HR,t) + Consom_{gs}(HR,t) \quad t=1..T \quad (69)$$

où les quantités réinjectées et consommées au niveau de Hassi R'Mel

sont respectivement le résultat du flux net entrant à Hassi R'Mel par les taux de réinjection et de consommation

\* GPL:

$$\sum_{\substack{n \in W(HR) \\ n \in P_{GPL}(t)}} x(n,t) * [1 - TX_{pert}(n,t)] + Prod_{GPL}(HR,t) = \sum_{\substack{n \in V(HR) \\ n \in P_{GPL}(t)}} x(n,t) \\ + Stock_{GPL}(HR,t) + Consom_{GPL}(HR,t) \quad t=1..T \quad (70)$$



\* LGN:

$$\sum_{\substack{n \in W(HR) \\ n \in PLGN(t)}} x(n,t) * [1 - T_{xpert}(n,t)] + ProdLGN(HR,t) = \sum_{\substack{n \in V(HR) \\ n \in PLGN(t)}} x(n,t) + \\ + StockLGN(HR,t) \quad t=1..T \quad (71)$$

Notons que pour les trois types de contraintes précédentes, les expressions  $ProdGs(HR,t)$ ,  $ProdGPL(HR,t)$ ,  $ProdLGN(HR,t)$  correspondent respectivement aux productions de Hassi R'Mel en Gaz sec, GPL, LGN à la période  $t$  considérée.

b) capacité des liaisons existantes:

$$x(n,t) \leq u(n,t) , \quad n \in LGS1 \cup LGSHR1 \quad \text{et } t=1..r(n) \quad (72)$$

$$x(n,t) \leq u(n,t) , \quad n \in LGPL1 \cup LGPLHR1 \quad \text{et } t=1..r(n) \quad (73)$$

$$x(n,t) \leq u(n,t) , \quad n \in LLGN1 \cup LLGNHR1 \quad \text{et } t=1..r(n) \quad (74)$$

c) capacité des liaisons potentielles:

$$x(n,t) \leq \sum_{k=deb(n)}^{fin(n)} u(n,k,t) * z(n,k,t) , \quad n \in LGS2 \cup LGSHR2 \quad \text{et} \\ t=deb(n) .. \text{Min}[T, r(n); fin(n)] \quad (75)$$

$$x(n,t) \leq \sum_{k=deb(n)}^{fin(n)} u(n,k,t) * z(n,k,t) , \quad n \in LGPL2 \cup LGPLHR2 \quad \text{et} \\ t=deb(n) .. \text{Min}[r(n), fin(n)] \quad (76)$$

$$x(n,t) \leq \sum_{k=deb(n)}^{fin(n)} u(n,k,t) * z(n,k,t) , \quad n \in LLGN2 \cup LLGNHR2 \quad \text{et} \\ t=deb(n) .. \text{Min}[T, r(n), fin(n)] \quad (77)$$

d) contrainte d'homogénéité:

- temps de démarrage:

\* des liaisons potentielles:

$$\sum_{\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} z(n,k) \leq 1, \quad n \in \text{LGS2} \cup \text{LGS2HR2} \quad (78)$$

Il en est de même pour le GPL et le LGN.

\* des jonctions potentielles:

$$\sum_{\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} h(i,k) \leq 1, \quad i \in \text{IGs2} \cup \text{IGs2HR2} \quad (79)$$

Il en est de même pour les réseaux de GPL et LGN.

- si pas de module, pas de réseau qui en démarre

$$\sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in \text{LGS2}}}^{\text{fin}(n)} \sum_{k=\text{deb}(n)} z(n,k) + \sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in \text{LGPL2}}}^{\text{fin}(n)} \sum_{k=\text{deb}(n)} z(n,k) + \sum_{n \in \text{LGS2}}^{\text{fin}(n)} \sum_{k=\text{deb}(n)} z(n,k) \leq$$

$$\sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} l(i,k), \quad i \in \text{M2} \quad (80)$$

- si pas de liaison avant jonction, pas de jonction:

$$\sum_{\substack{n \in W(i) \\ n \in \text{LGS2}}}^{\text{fin}(n)} \sum_{k=\text{deb}(n)} z(n,k) \geq \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(n)} h(i,k), \quad i \in \text{IGs2} \quad (81)$$

$$\sum_{\substack{n \in W(i) \\ n \in \text{LGS2HR2}}}^{\text{fin}(i)} \sum_{k=\text{deb}(n)} z(n,k) \geq \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} h(i,k), \quad i \in \text{IGs2HR2} \quad (82)$$

De même pour GPL et LGN:

- si pas de jonction, pas de liaison qui en démarre:

$$\sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in Lgs2}} \sum_{k=deb(n)}^{fin(n)} z(n,k) \leq M * \sum_{k=Deb(i)}^{fin(n)} h(i,k) , i \in Igs2 \quad (83)$$

$$\sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in LgsHR2}} \sum_{k=deb(n)}^{fin(n)} z(n,k) \leq M * \sum_{k=deb(i)}^{fin(n)} h(i,k) , i \in IgsHR2 \quad (84)$$

De même pour le GPL et le LGN.

- si pas de liaison, pas de flux:

Cette contrainte s'exprime de la même manière que dans la partie III-3-3-1 (en amont des modules). ainsi, nous obtenons:

$$x(n,t) \leq M * z(n,k) , \quad \begin{array}{l} t \leq k \\ k=deb(n)..fin(n) \\ n \in Lgs2 \cup LgsHR2 \end{array} \quad (85)$$

$$x(n,t) \leq M * \sum_{k=deb(n)}^{fin(n)} z(n,k) , \quad \begin{array}{l} t \geq fin(n) \\ n \in Lgs2 \cup LgsHR2 \end{array} \quad (86)$$

Les formules concernant le réseau de LGN et de GPL sont analogues à celles citées ci-dessus.

- pas de traitement si pas de module:

$$\sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in Pgs(t)}} x(n,t) + \sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in PGPL(t)}} x(n,t) + \sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in PLGN(t)}} x(n,t) \leq M * l(i,k) , \quad \begin{array}{l} t \leq k, \text{ et} \\ k=deb(i)..fin(i) \\ i \in M2 \end{array} \quad (87)$$

$$\sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in Pgs(t)}} x(n,t) + \sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in PGPL(t)}} x(n,t) + \sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in PLGN(t)}} x(n,t) \leq M * \sum_{k=deb(i)}^{fin(i)} l(i,k) , \quad \begin{array}{l} t \geq fin(i) \\ i \in M2 \end{array} \quad (88)$$

- pas de transit par une jonction si cette dernière n'existe pas:

$$\sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in P_{gs}(t)}} x(n,t) + \sum_{\substack{n \in W(i) \\ n \in P_{gs}(t)}} x(n,t) \leq M * l(i,k) , \quad \begin{array}{l} t \leq k \text{ et } k = \text{deb}(i) .. \text{fin}(i) \\ i \in \text{Igs2} \cup \text{IgsHR2} \end{array} \quad (89)$$

$$\sum_{\substack{n \in V(i) \\ n \in P_{gs}(t)}} x(n,t) + \sum_{\substack{n \in W(i) \\ n \in P_{gs}(t)}} x(n,t) \leq M * \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} l(i,k) , \quad \begin{array}{l} t \geq \text{fin}(i) \text{ et } k = \text{deb}(i) .. \text{fin}(i) \\ i \in \text{Igs2} \cup \text{IgsHR2} \end{array} \quad (90)$$

De même pour GPL et LGN.

e) contrainte budgétaire:

$$I(t) + E(t) \leq b(t) \quad (91)$$

où:

$I(t)$  est le montant des investissements à réaliser pendant la période  $t$ .

$E(t)$  est le montant total des coûts d'exploitation et de maintenance supportés à la période  $t$ .

$b(t)$  est le montant alloué afin de couvrir ces dépenses durant la période  $t$ .

Afin de déterminer la part des investissements et des coûts d'exploitation et de maintenance, nous tenterons d'évaluer les profils de production choisis (pour les champs).

- Investissements:

\* champs:

$$I_c(t) = \sum_{i \in C2} \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} \sum_{s=1}^3 \text{inv}(i,s,t-k) * r(i,s,k) \quad (92)$$

\* liaisons:

$$I_1(t) = \sum_n \sum_{k=\text{deb}(n)}^{\text{fin}(n)} \text{inv}(n,t-k) * z(n,k) \quad (93)$$

avec:

Pour le gaz brut:  $n \in L2$

Pour le gaz sec:  $n \in LGS2 \cup LGSHR2$

Pour le GPL:  $n \in LGPL2 \cup LGPLHR2$

Pour le LGN:  $n \in LLGN2 \cup LLGNHR2$

\* jonctions:

$$I_j(t) = \sum_i \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} \text{inv}(i,t-k) * h(i,k) \quad (94)$$

avec:

pour le gaz brut:  $i \in I2$

Pour le gaz sec:  $i \in IGS2 \cup IGSHR2$

Pour le GPL:  $n \in IGPL2 \cup IGPLHR2$

Pour le LGN:  $n \in ILCN2 \cup ILCNHR2$

\* modules:

$$I_m(t) = \sum_{i \in M_2} \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} \text{inv}(i,t-k) * l(i,k) \quad (95)$$

## 2- Exploitation et maintenance:

Les coûts d'exploitation et de maintenance seront exprimés en fonction de l'entité considérée et de son ge.

Pour les champs, nous considérerons aussi le profil de production.

\* champs:

$$E_c(t) = \sum_{i \in C1} e(i, t-t') + \sum_{i \in C2} \sum_{k=\text{deb}(i)}^{\text{fin}(i)} \sum_{s=1}^3 e(i, s, t-k) * r(i, s, k) \quad (96)$$

où

$t'$  est la date de mise en production du champ existant  $i$  considéré.

\* liaisons:

$$E_l(t) = \sum_{n1} e(n1, t-t') + \sum_{n2} \sum_{k=\text{deb}(i2)}^{\text{fin}(i2)} e(n2, t-k) * l(i2, k) \quad (97)$$

avec:

Pour le gaz brut:  $n1 \in L1, n2 \in L2$

Pour le gaz sec:  $n1 \in Lgs1 \cup LgsHR1, n2 \in Lgs2 \cup LgsHR2$

Pour le GPL:  $n1 \in Lgpl1 \cup LgplHR1, n2 \in Lgpl2 \cup LgplHR2$

Pour le LGN:  $n1 \in LLGN1 \cup LLGNHR1, n2 \in LLGN2 \cup LLGNHR2$

\* jonctions:

$$E_j(t) = \sum_{i1} e(i1, t-t') + \sum_{i2} \sum_{k=\text{deb}(i2)}^{\text{fin}(i2)} e(i2, t-k) * h(i, k) \quad (98)$$

avec:

Pour le gaz brut:  $i1 \in I1, i2 \in I2$

Pour le gaz sec:  $i1 \in IGs1 \cup IGsHR1, i2 \in IGs2 \cup IGsHR2$

Pour le GPL:  $i1 \in IGpl1 \cup IGplHR1, i2 \in IGpl2 \cup IGplHR2$

Pour le LGN:  $i1 \in ILCN1 \cup ILCNHR1, i2 \in ILCN2 \cup ILCNHR2$

\* modules:

$$E_m(t) = \sum_{i1 \in M_2} e(i1, t-t') + \sum_{i2 \in M_2} \sum_{k=\text{deb}(i2)}^{\text{fin}(i2)} e(i2, t-k) * l(i2, k) \quad t=1..T \quad (99)$$

f) satisfaction de la demande:

\* de gaz sec:

$$\sum_{i \in KGS} \sum_{\substack{n \in P_{gs}(t) \\ n \in W(i)}} [1 - TX_{pert}(n, t)] * x(n, t) \geq Demd_{Gs}(t), \quad t=1..T \quad (100)$$

\* de GPL:

$$\sum_{i \in KGPL} \sum_{\substack{n \in P_{GPL}(t) \\ n \in W(i)}} [1 - TX_{pert}(n, t)] * x(n, t) \geq Demd_{GPL}(t), \quad t=1..T \quad (101)$$

- de LGN:

$$\sum_{i \in KLG} \sum_{\substack{n \in P_{gs}(t) \\ n \in W(i)}} [1 - TX_{pert}(n, t)] * x(n, t) \geq Demd_{LGN}(t), \quad t=1..T \quad (102)$$

III-3-4- fonction objective:

Notre but est de maximiser le cash-flow brut actualisé sur tout l'horizon de temps [1..T].

Ainsi, notre fonction objective se présente comme suit:

$$\text{MAXIMISER } \sum_{t=1}^T \beta(t) * \left\{ R(t) - [I(t) + E(t)] \right\} \quad (103)$$

avec:

R(t): le revenu résultant de la vente de la production nette de gaz sec, de GPL et de LGN durant la période t.

I(t): l'investissement total réaliser durant la période t.

E(t): le montant des coûts d'exploitation et de maintenance supportés pendant la période t.

$\beta(t)$ : le facteur d'actualisation à la période t.

Si nous notons par  $i(t)$  le taux d'actualisation à la période t, nous obtenons alors l'expression de  $\beta(t)$  suivante:

$$\beta(t) = \prod_{k=1}^t 1/(1+i)^k \quad (104)$$

Les expressions de I(t) et de E(t) ayant été explicitées en III-3-3-3-e) nous nous attarderons uniquement sur l'expression du revenu R(t).

$$R(t) = R_{Gs}(t) + R_{GPL}(t) + R_{LGN}(t) \quad t=1..T \quad (105)$$

où

$$R_{Gs}(t) = \{\text{prix de vente } G_s(t)\} * \{\text{flux sortant } G_s(t)\} \quad (106)$$

$$R_{GPL}(t) = \{\text{prix de vente } GPL(t)\} * \{\text{flux sortant } GPL(t)\} \quad (107)$$

$$R_{LGN}(t) = \{\text{prix de vente } LGN(t)\} * \{\text{flux sortant } LGN(t)\} \quad (108)$$

Notons que

PdV<sub>G<sub>s</sub></sub>(t) est le prix de vente unitaire moyen de G<sub>s</sub> à la période t

PdV<sub>GPL</sub>(t) est le prix de vente unitaire moyen de GPL à la période t

PdV<sub>LGN</sub>(t) est le prix de vente unitaire moyen de LGN à la période t

L'expression du revenu R(t) s'écrit alors:

$$R_{Gs}(t) = PdV_{Gs}(t) * \sum_{i \in K_{Gs}} \sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P_{Gs}(t)}} [1 - TX_{pert}(n,t)] * x(n,t) \quad (109)$$

$$R_{GPL}(t) = PdV_{GPL}(t) * \sum_{i \in K_{GPL}} \sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P_{GPL}(t)}} [1 - TX_{pert}(n,t)] * x(n,t) \quad (110)$$

$$R_{LGN}(t) = PdV_{LGN}(t) * \sum_{i \in K_{LGN}} \sum_{\substack{n \in W(1) \\ n \in P_{LGN}(t)}} [1 - TX_{pert}(n,t)] * x(n,t) \quad (111)$$



III-3-5- Taille de la formulation:

Cette formulation se caractérise par sa complexité. En effet, le nombre de ses variables et contraintes lui confère une taille impressionnante.

Nous noterons par des minuscules, les cardinaux des ensemble d'entités cités en III-3-1,- et en III-3-3- Par exemple:

$c_1$  le nombre de champs existants

III-3-5-1- Nombre de variables:

$y(i,k)$	$c_2 * T$
$\alpha(i,s)$	$(c_1 + c_2) * 3$
$r(i,s,k)$	$(c_1 + c_2) * 3 * T$
$z(n,k)$	$(l_2 + l_{GS2} + l_{GPL2} + l_{LGN2} + l_{GSHR2} + l_{GPLHR2} + l_{LGNHR2}) * T$
$h(i,k)$	$(i_2 + i_{GS2} + i_{GPL2} + i_{LGN2} + i_{GSHR2} + i_{GPLHR2} + i_{LGNHR2}) * T$
$l(i,k)$	$m_2 * T$
$\beta(i,k)$	$m_1 * T$
$s(i,k,l)$	$m_2 * T * (T-1) / 2$

III-3-5-2- Nombre de contraintes:

III-3-5-2-1- En amont des modules:

a) conservation de flux:

(26)  $(c_1 + c_2 + i_1 + i_2) * T$   
 (27)  $(i_1 + i_2) * T$

b) capacité de production des champs:

(28) $c_1 * T$	(33) $c_2 * T$
(29) $c_2 * 3$	(34) $c_2 * T * 3$
(30) $c_2 * T$	(35) $c_2 * T$
(32) $c_2 * T$	

c) capacité des modules:

(36) $m_1 * T$	(40) $m_2 * T$
(37) $m_1 * T$	(41) $m_2 * T$
(38) $m_1 * T$	(42) $m_2 * T$
(39) $m_2 * T$	

d) capacité des liaisons existantes:

(43)  $l_1 * T$

e) capacité des liaisons potentielles:

(44)  $l_2 * T$

f) homogénéité:

(45)	$c_2$	(53)	$i_2$
(46)	$l_2$	(54)	$i_2$
(47)	$i_2$	(55)	$i_2$
(48)	$m_2$	(56)	$m_2$
(49)	$c_2$	(57)	$T$
(50)	$m_2$	(58)	$T$
(51)	$i_2$	(59) et	
(52)	$i_2$	(60)	$l_2 * T$

III-3-3-2 Au niveau des modules:

(61) et (62)  $i_1 + i_2$

III-3-3-4 En aval des modules:

a) conservation de flux:

(63)	$(m_1 + m_2) * T$	(68)	$i_{LGN1} + i_{LGN2}$
(64)	$(m_1 * m_2) * T$	(69)	$T$
(65)	$(m_1 + m_2) * T$	(70)	$T$
(66)	$i_{GS1} + i_{GS2}$	(71)	$T$
(67)	$i_{GPL1} + i_{GPL2}$		

b) capacité des liaisons existantes:

(72)  $(l_{GS1} + l_{GSHR1}) * T$   
(73)  $(l_{GPL1} + l_{GPLHR1}) * T$   
(74)  $(l_{LGN1} + l_{LGNHR1}) * T$

c) capacité des liaisons potentielles:

(75)  $(l_{GS2} + l_{GSHR2}) * T$   
(76)  $(l_{GPL2} + l_{GPLHR2}) * T$   
(77)  $(l_{LGN2} + l_{LGNHR2}) * T$

d) contrainte d'homogénéité

- (78)  $(l_{GS2}+l_{GPL2}+l_{LGN2}+l_{G_SHR2}+l_{GPLHR2}+l_{LGNHR2})$   
(79)  $(i_{GS2}+i_{GPL2}+i_{LGN2}+i_{G_SHR2}+i_{GPLHR2}+i_{LGNHR2})$   
(80)  $m_2$   
(81)  $i_{GS2}+i_{GPL2}+i_{LGN2}$   
(82)  $i_{G_SHR2}+i_{GPLHR2}+i_{LGNHR2}$   
(83)  $i_{GS2}+i_{GPL2}+i_{LGN2}$   
(84)  $i_{G_SHR2}+i_{GPLHR2}+i_{LGNHR2}$   
(85) et  
(86)  $(l_{GS2} + l_{GPL2}+l_{LGN2}+l_{G_SHR2}+l_{GPLHR2}+l_{LGNHR2}) * T$   
(87) et  
(88)  $m_2 * T$   
(89) et  
(90)  $(i_{GS2}+i_{GPL2}+i_{LGN2}+i_{G_SHR2}+i_{GPLHR2}+i_{LGNHR2}) * T$

e) contrainte budgétaire:

- |      |   |      |   |
|------|---|------|---|
| (91) | T | (96) | T |
| (92) | T | (97) | T |
| (93) | T | (98) | T |
| (94) | T | (99) | T |
| (95) | T |      |   |

f) satisfaction de la demande:

- (100) T  
(101) T  
(102) T

Total des contraintes:

c1	2*T	+	m2	8*T+4	+
c2	8*T+3	+	lGs1	T	+
l1	2*T	+	lGPL1	2*T	+
l2	2*T+1	+	lLGN1	2*T	+
i1	2*T+2	+	lGS2	3*T+1	+
i2	2*T+9	+	lGPL2	3*T+1	+
m1	7*T	+	lLGN2	3*T+1	+
lGs1	2	+	lGsHR1	T	+
lGPL1	2	+	lGPLHR1	T	+
lLGN1	2	+	lLGNHR1	T	+
lGS2	T+4	+	lGsHR2	3*T+1	+
lGPL2	T+4	+	lGPLHR2	3*T+1	+
lLGN2	T+4	+	lLGNHR2	3*T+1	+
lGsHR2	3+T	+	lLGNHR2	3+T	
lGPLHR2	3+T	+			

Total des variables:

$$\begin{aligned}
 & c1*(3*T+3)+c2*(4*T+3)+ \\
 & [ (l2+lGS2+lGPL2+lLGN2+lGsHR2+lGPLHR2+lLGNHR2)+ \\
 & (i2+lGS2+lGPL2+lLGN2+lGsHR2+lGPLHR2+lLGNHR2) ] *T+ \\
 & m1*T+m2*(T(T+1))/2
 \end{aligned}$$

Exemple: pour

$$c1=0; c2=5; m1=0; m2=4$$

$$lGs1=lGPL1=lLGN1=lGsHR1=lGPLHR1=lLGNHR1=lGS2=lGPLHR2=lLGNHR2=0$$

$$lGS2=4$$

$$l1=lGs1=lGPL1=lLGN1=lGsHR1=lGPLHR1=lLGNHR1=0$$

$$l2=5; lGsHR2=4; lGPLHR2=2; lLGNHR2=1; lGS2=8; lGPL2=8; lLGN2=8$$

$$T=3$$

Nous obtenons: 147 variables et 422 contraintes.

## CHAPITRE IV

### CARACTERISTIQUES DU MODELE

#### IV-1- Hypothèse de base:

##### IV-1-1- Discrétisation du temps:

Dans la présente formulation, nous avons opté pour la subdivision de l'horizon de temps en périodes de même durée. Il est vrai que nous aurions pu, (comme cela se fait dans les études de planification à long terme, conséquentes et ayant un impact sensible sur les recettes de l'Etat), considérer:

- \* le long terme,
- \* le moyen terme, et enfin
- \* le court terme

et obtenir en fin de résolution des résultats du type:

"Sur le long terme, telles seront les régions à développer avec tels moyens et tel montant de l'investissement global" ou encore:

"Sur le court terme, la priorité de développement sera accordée à tels champs moyennant un investissement préalable de tel montant dont la réalisation débutera à telle période.

Nous cherchons, en subdivisant l'horizon de 20-25 ans en sous-périodes de 3 ans, à déterminer, pour chaque période t:

- \* Quelles sont les régions (groupes de champs voisins) et les moyens à exploiter,
- \* Quels sont les montants des investissements dont la réalisation débute à la période en question ou la chevauche,
- \* Quels sont les coûts et recettes générés.

##### IV-1-2 Avantages et inconvénients de la discrétisation:

La discrétisation présente l'avantage de générer un modèle flexible avec des périodes d'observation de durée variable. Ceci permet de considérer des plans globaux quinquennaux jusqu'aux plans annuels détaillés.

Toutefois, l'augmentation du niveau de détail, qui se traduit par des périodes d'observation très courtes, entraînera inéluctablement l'accroissement de la taille du modèle dont la manipulation devient de moins en moins aisée.

##### IV-2 Eventuelles simplifications :

###### IV-2-1- Capacité d'une liaison durant une période:

La capacité de transport de chaque liaison est théoriquement fonction du type de liaison (diamètre, et longueur) et de la période durant laquelle elle est utilisée. Ceci s'explique par le fait qu'une liaison supporte certains flux au début de sa mise en exploitation qu'elle ne pourrait supporter à la fin de sa durée de vie, en raison de l'usure (corrosion).

Dans le but de réduire le nombre de paramètres en présence dans le modèle, nous considérerons que la capacité  $u(n,t)$  varie relativement peu au cours du temps. Ainsi  $u(n,t)$  n'est plus fonction du temps et devient par là même,  $u(n)$ .

#### IV-2-2- Le taux de perte:

L'expression  $\{T_{xpert}(n,t)*x(n,t)\}$  représente la quantité de produit perdue lors du transit à travers la liaison  $n$  à la période  $t$ . Pour une liaison de diamètre et de longueur donnés, le taux de perte est sensiblement constant sur une période de 25 ans (période sur laquelle porte notre étude), et nous pouvons ainsi considérer que  $T_{xpert}(n,t)$  dépend essentiellement de la liaison  $n$  à laquelle il est affecté. La fraction de produit perdue s'écrirait alors sous la forme:  $T_{xpert}(n)*x(n,t)$ .

#### IV-2-3 Le stockage au niveau des modules:

Le stockage est un phénomène difficilement modélisable lorsqu'on raisonne en périodes de trois (3) ans. Ceci est dû principalement au fait que la résultante du stock à l'issue d'une période ne correspond pas au cumul des quantités stockées pendant cette même période. De ce fait, nous serons amenés, par souci de simplification, à négliger le stockage. Nous justifierons cela en raisonnant en terme de stocks de sécurité : les bacs de stockage devraient rester disponibles - et donc vides - pour permettre le stockage des produits finis en cas de rupture des canalisations d'expédition, la mise à l'arrêt d'un module de traitement étant impossible.

Ainsi, nous poserons  $Stock_{GPL}(i,t) = 0$ ,  $t=1..T$ ,  $i \in M2$

Néanmoins, nous pouvons dimensionner les capacités de stockage d'un module en posant :

$$Capstock(i,GPL) = \left[ \frac{\text{Max flux}_{GPL}(i,t)}{t} \right] * n / (N*365) \quad (112)$$

où

$Capstock(i,GPL)$ : capacité de stockage du GPL pour le module  $i$

$flux_{GPL}(i,t)$ : flux de GPL expédié par le module  $i$  à la période  $t$

$N$ : nombre d'années que comprend une période

$n$ : nombre de jours d'autonomie désirés (entre 3 et 10).

Il en sera de même pour le LGN.

#### IV-2-4- Le stockage au niveau de Hassi R'Mel:

Comme au niveau des modules, le stockage au niveau de Hassi R'Mel nous posera des problèmes du point de vue de sa modélisation. De ce fait, et en supposant l'établissement d'un régime permanent, nous devons avoir un stock qui nous permette d'assurer:

- un approvisionnement ininterrompu des régions du nord au cas où il y aurait une rupture du réseau intermédiaire modules - Hassi R'Mel

- un stockage possible au niveau de Hassi R'Mel dans le cas où il y aurait une rupture du réseau d'expédition en aval.

D'où, sous l'hypothèse de l'établissement du régime permanent dans notre système, il est correct de poser, dans notre formulation:

$$Stock_{GPL}(HR,t) = Stock_{LGN}(HR,t) = 0$$

De plus, nous dimensionnerons les nouvelles capacités de stockage de Hassi R'Mel à l'aide de la même relation précédente, aussi bien pour le GPL que pour le LGN.

#### **IV-2-5-Les contraintes d'homogénéité:**

Nous les avons introduit dans le modèle afin de nous assurer que la solution générée ne comportera aucune incohérence, aussi bien du point de vue spatial que du point de vue temporel. Elles n'ont pas de fondement physique mais plutôt une justification logique.

Dans le but de réduire la taille du modèle, nous nous proposons de ne pas tenir compte de ce type de contraintes et d'analyser la solution obtenue: Dans le cas où nous obtiendrions des "non-sens", nous pourrions éventuellement réintroduire les contraintes qui apparaissent comme les plus actives et analyser la nouvelle solution générée.

#### **IV-3- Détermination des principaux paramètres de la formulation:**

##### **IV-3-1- L'exploitation des champs:**

##### **IV-3-1-1 Présentation des champs:**

De manière générale, les champs que nous considérons sont "vierges", c'est-à-dire qu'ils ne sont pas mis en exploitation. De ce fait, aucune structure de production et de transport n'y a encore été installée. Cependant, il existe un nombre réduit de champs qui sont fonctionnels et où l'exploitation gazière a été amorcée. Cette dernière permet ainsi de commercialiser les fluides (Gaz sec, GPL et LGN) obtenus. Il s'agit des champs suivants:

\* ALRAR: à partir de cette région, seuls le LGN et le GPL sont extraits. Le LGN est commercialisé alors que le GPL est réservé à la réinjection. (Rappelons que, introduite au niveau des puits réinjecteurs, cette quantité de GPL permet d'accroître le taux de récupération du Gaz contenu dans tout le réservoir concerné).

\* RHOURDE NOUSS: cette région favorise l'extraction du Gaz sec et du LGN par rapport à celle du GPL. Ce dernier n'étant pas extrait confère au gaz sec une certaine richesse en propane et en butane.

\* HASSI R'MEL: Les champs vierges de cette zone sont en fait situés au Sud de HASSI R'MEL (HASSI R'MEL SUD). Nous évoquons ici le cas particulier qu'est HASSI R'MEL car, lors du développement de Hassi R'mel Sud sa relative proximité encourage à tirer profit de l'ensemble des infrastructures de production et de transport que HASSI R'MEL a à son actif.

Comme nous l'avons spécifié en introduction, les champs à considérer, trop nombreux, seront regroupés en neuf (9) régions qui sont: In Aménas, Alrar Ouest, Ohanet, Tin Fouye Tabankort, Rhourde Nouss, Hamra, Gassi Touil, Oued Noumer et Hassi R'Mel Sud.

#### IV-3-1-2- Caractéristiques des différentes régions:

##### a) les réserves récupérables:

L'intérêt que nous portons à un ensemble de champs gaziers se mesure d'une manière générale par le volume des réserves récupérables qu'ils contiennent dans leur sous-sol. L'ampleur de cet intérêt croît ainsi avec celle des volumes des réserves récupérables (annexe3.).

Pour les champs qui nous intéressent, les quantités de réserves récupérables, exprimées en milliards de mètres cubes de gaz brut sont les suivantes:

champ	réserves récupérables
In Aménas	90.20
Alra Ouest	31.36
Ohanet	46.84
T F T	120.76
Hamra	102.70
Rhourde Nouss	41.16
Gassi Touil	106.81
Oued Noumer	22.69
H R S	51.10

(Tableau IV-3-1-2-a)

##### b) les fractions de gaz sec, GPL et LGN:

Chaque champ est caractérisé par les quantités de gaz sec, de GPL et de LGN qui pourraient être extraites d'une unité de gaz brut.

Dans le cas réel, les proportions de gaz sec, de GPL et de LGN évoluent dans le temps, au fur et à mesure que l'extraction du gaz brut s'effectue. En effet, plus on extrait de gaz brut, plus la pression interne du gisement diminue. De ce fait, les quantités de GPL et de LGN, se trouvant initialement dans les réserves sous forme gazeuse vont, au fur et à mesure, passer à l'état liquide et se déposer au fond du gisement, ce qui rendra leur récupération impossible.

La prise en considération de ce phénomène compliquerait notre formulation, dans le sens où elle serait une source de non-linéarité. Ainsi, nous considérerons des proportions moyennes, constantes tout au long de notre étude.

Nous référant aux données qui nous ont été fournies, nous déduisons les proportions suivantes:





- lorsqu'il est décidé d'entamer la mise en exploitation d'un champ, il est systématiquement associé à ce dernier un profil de production (1,2 ou 3) qui demeure inchangé. Ceci est dû au fait que nous ayons conféré à la modélisation de notre système un caractère irréversible dans la mesure où l'on ne peut pas revenir sur les décisions de la mise en exploitation d'un champ ou de son rythme d'exploitation.

Ainsi, pour chaque champ, nous exprimerons les quantités de gaz brut à extraire de la manière suivante:

$$\text{quantité (t)} = X\% (t) * [\text{réserves récupérables}]$$

où  $X\% (t)$  sont des fonctions connues dépendantes du temps et du profil de production adopté.

Les fonctions  $X\% (t)$  prennent, selon les données qui nous ont été fournies, les valeurs reportées dans le tableau suivant:

périodes	1	2	3	4	5	6	7
profil 1	8.51	25.40	26.30	23.30	16.50	0.00	0.00
profil 2	9.94	17.09	18.19	18.31	17.33	14.8	5.34
profil 3	6.35	8.52	9.45	10.18	10.53	10.64	7.03

(Tableau IV-3-1-3)

#### IV-3-1-4- Les investissements

##### a) Détermination des durées d'investissement:

La durée sur laquelle se répartit l'investissement consacré au développement d'un ou de plusieurs champs n'est pas exactement égale à trois ans quel que soit le profil de production choisi. Cependant, comme nous avons considéré trois catégories de champs, nous pouvons classer les durées d'investissement en trois classes, suivant le type de profil de production choisi pour chaque champ.

Cette répartition est explicitée dans le tableau ci-dessous:

Profil de production	Durée d'investissement	fraction des réserves récupérables de gaz brut extraites au bout de 15 ans
Fort	5 ans	100%
Moyen	4 ans	80%
Faible	3 ans	45%

(Tableau IV-1-1-a)

Puisque la durée moyenne de réalisation d'un investissement pour l'exploitation d'un champ est de  $(5+4+3)/3 = 4$  ans (cf. Tableau IV-3-1-4-a) nous pouvons en conclure qu'au bout de 3 ans, 75% de l'investissement sont déjà réalisés; ceci nous conforte dans notre choix.

b) Détermination des périodes de début d'investissement:

Considérer que la fin de la période des investissements nécessaires à l'exploitation d'un champ coïncide avec le début de l'exploitation effective est une hypothèse s'écartant des faits réels. D'autre part, supposer que l'on peut investir et exploiter en début de période serait idéal mais aussi irréaliste.

Ainsi, il est utile de situer la première période de production avant la dernière période d'investissement.

D'où le tableau suivant:

Profil de production	Durée de l'investissement	Durée investissement + production	Période de début d'invest
Fort	5ans	2ans	k-1
Moyen	4ans	2ans	k-1
Faible	3ans	1an	k-1

(Tableau IV-3-1-4-a)

k étant la première période de mise en exploitation du champ.

c) Les profils d'investissement:

Intuitivement, il apparait comme objectif de lier le montant de l'investissement d'un champ d'une part aux réserves récupérables de ce dernier et d'autre part au profil de production adopté.

Pour simplifier notre modèle, nous poserons l'hypothèse suivante: la somme à investir pour l'exploitation d'un champ dépend de la proportion des réserves récupérables extraites au bout de quinze (15) années.

Ainsi, si nous consentons à investir une somme S pour l'exploitation d'un champ selon le profil de production fort, nous investirons:

- 0.8 S si nous adoptons le profil moyen, et
- 0.45 S si nous adoptons le profil faible.

Selon les données statistiques qui nous ont été fournies, nous obtenons les montants suivants:

CHAMP	MONTANTS DES INVESTISSEMENTS		
	Profil 1	Profil 2	Profil 3
In Aménas	910	728	410
Alrar Ouest	246	197	111
Ohanet	607	486	273
T F T	945	756	425
Hamra	432	346	194
Rhourde Nous	660	528	297
Gassi Touil	930	744	418
Oued Noumer	110	88	49
H R S	403	323	181

(Tableau IV-3-1-4-b)

Ces chiffres sont exprimés en millions d'équivalent US \$.

La corrélation entre les vecteurs "réserves récupérables" et "montant des investissements selon le profil  $i$  ( $i=1..3$ )" est de 0.8957, ce qui est acceptable à notre niveau. En effet, nous n'avons pas tenu compte des paramètres propres à chaque région, tels que la nature géologique du terrain, la topographie de la région, la profondeur des "pièges", etc...

#### IV-3-1-5- L'exploitation:

##### a) Détermination des périodes début de mise en exploitation:

Soucieux de réduire le nombre de variables du système, nous pourrions nous fixer des fenêtres réalisables de mise en exploitation des champs.

A ce stade de notre étude, nous laisserons l'entière liberté au système pour s'auto-déterminer en posant  $deb(i) = 0$  et  $fin(i) = T$ .

##### b) Les coûts d'exploitation:

Une méthode d'estimation des coûts d'exploitation consiste à relier les coûts d'exploitation directement au flux de gaz brut sortant de chaque région et au profil d'exploitation choisi. Nous accepterons cette approche sur la base des données qui nous ont été fournies.

Ainsi, nous poserons l'hypothèse suivante: les coûts d'exploitation seront eux aussi proportionnels à la proportion de gaz brut extraite au bout de quinze (15) années.

De ce fait, si nous acceptons un coût d'exploitation de  $X$  pour un profil de production fort, nous obtenons les coûts d'exploitation:

0.80  $X$  si le profil de production est moyen, et  
0.45  $X$  si le profil de production est faible.

Nous obtenons alors les résultats suivants:

COUTS D'EXPLOITATION en \$ / m <sup>3</sup> de Gb			
CHAMP	Profil 1	Profil 2	Profil 3
In Aménas	0.0403090	0.0322470	0.0181390
Alrar Ouest	0.0166111	0.0132888	0.0074750
Ohanet	0.0658638	0.0526911	0.0296387
T F T	0.0407707	0.0326166	0.0183468
Hamra	0.0155690	0.0124552	0.0070061
Rhourde Nouss	0.0179937	0.0143950	0.0080972
Gassi Touil	0.0449039	0.0359232	0.0202068
Oued Noumer	0.0155232	0.0124186	0.0069854
H R S	0.0270278	0.0216222	0.0121625

(Tableau IV-3-1-5b)

#### IV-3-2- Le transport:

##### IV-3-2-1- Présentation du réseau de transport existant (annexe 4) :

Le fait que l'exploitation gazière de certains champs ait été amorcée, explique la présence non seulement de structures de production mais aussi de structures de transport. Ainsi, le réseau de transport constitué de liaisons dites "existantes" présente les caractéristiques qui suivent.

- En amont de HASSI R'MEL (distribution) il est dense et comprend onze (11) liaisons: huit pour le transport de Gaz sec, deux pour le transport du GPL, et une pour le transport du LGN.

- En aval de HASSI R'Mel, il est constitué de quatre (4) liaisons: une pour le transport de Gaz sec, et deux pour le transport du LGN.

##### IV-3-2-2- Approche théorique des coûts d'investissements:

Les coûts relatifs au transport des hydrocarbures sont en grande partie liés à la nature du fluide transporté. En effet, nous pouvons distinguer, à première vue, deux types de transport:

- le transport des produits gazeux (gaz brut, gaz sec), ayant la particularité de se faire à haute pression, et
- le transport des produits liquides (GPL et LGN) se faisant quant à lui à des pressions bien plus faibles.

##### IV-3-2-2-1 Transport des éléments gazeux: (annexe 5)

Avant même d'aborder le moindre calcul, il est facile de concevoir qu'on peut utiliser, pour transférer un débit donné d'un noeud i à un noeud j, soit une canalisation de diamètre important sous faible pression, soit une canalisation à faible diamètre mais sous forte pression. Mais les tubes de grand diamètre coûtent cher à la pose, et même à la fabrication lorsque les dimensions sont importantes; d'autre part, une compression élevée revient cher même si elle est gratuite au

point de départ (au niveau de la tête de puits pour le gaz brut ou à la sortie du module pour le gaz sec), parce qu'elle requiert des tubes très épais.

Ceci apparait clairement à travers l'expression (113) de l'annexe 5, qui dénote la fonction coût, exprimée par rapport à la pression de service et au diamètre [MAI, 1967].

#### **IV-3-2-2-2- Transport des éléments liquides (annexe 5)**

- a) Détermination des coûts relatifs aux canalisations
- b) Dimensionnement du réseau:

#### **IV-3-2-3 Approche expérimentale des coûts d'investissements:**

Une approche simplifiée de ce problème nous a été proposée par la société SONATRACH.

##### a) concernant le transport par gazoducs:

Des évaluations des principaux coûts ont été de l'ordre: de 10 \$/mètre/pouce pour la pose des tubages, et de 800 \$/tonne pour l'achat de ces tubes. Ainsi, une canalisation ayant pour diamètre 48" a une masse de 700 Kg/mètre. De ce fait, le mètre linéaire d'un tube de 48" revient à 560 \$. Ces considérations sont relatives au transport du gaz brut ou sec. Les adapter au transport des liquides (LGN et GPL) reviendrait à tenir compte des mêmes coûts/pouce pour des canalisations de diamètres inférieurs. Voyons maintenant les coûts complémentaires:

- les coûts relatifs au transport des tubes jusqu'au lieu d'installation représentent 4% du coût total du tube soit 3.2 \$ /tonne.

- les coûts relatifs à l'acquisition d'équipements destinés à assurer la protection cathodique des tubes. Ils représentent 1.5% du coût d'achat (annexe 6).

- les coûts relatifs à l'acquisition d'équipements propres aux "ouvrages concentrés". Ils représentent 5% du coût d'achat total (annexe 7).

- les coûts relatifs aux terminaux de départ (annexe 8). Ils représentent 36% des ouvrages concentrés soit environ 1.8% du coût d'achat des tubes.

- Concernant le réseau d'expédition de gaz sec, les coûts relatifs aux stations de recompression seront approximés, comme il a été spécifié dans la partie théorique, à 20% du coût total des investissements.

Ainsi, nous dégagerons les catégories de coûts suivantes:

- le coût unitaire de la pose d'un tube est:  
10 US\$/mètre/pouce
- le coût d'achat des tubes est évalué à:  
800 US\$/tonne
- le coût des équipements est évalué quant, à lui, à:  
8.34% du coût d'achat.

##### b) concernant le transport par oléoducs:

Certains coûts dégagés dans la partie précédente seront conservés pour le transport des liquides. Ce sont principalement les coûts de pose et d'achat des tubes ainsi que les coûts des équipements.

c) Principales relations utilisées pour le dimensionnement des réseaux:

Le choix des paramètres (tels le diamètre, la longueur, ou le type d'acier) déterminant le dimensionnement des réseaux dépend étroitement du débit des fluides les traversant, des variations de pressions auxquelles ils sont soumis et les obstacles naturels qu'ils rencontrent. Ceci explique pourquoi il est difficile de trouver dans la littérature une relation simple entre la capacité et le diamètre du pipe.

D'autre part, comme les expressions des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation sont fonctions des diamètres, il est nécessaire de lier la capacité au diamètre.

Aussi, en tenant compte de données réelles et en effectuant une régression simple, nous expliquerons la variable capacité (Y) par la variable diamètre (X) et ceci pour chaque catégorie de pipeline:

type de liaison	expression capacité=f(diamètre)	coefficient de corrélacion r
Gaz sec	$Y = -4,672055 + 0,239347 * X$	0,972237
GPL	$Y = -53,852521 + 2,7360236 * X$	0,954994
LGN	$Y = -7,5543392 + 0,9156071 * X$	0,9755607

(Tableau IV-3-2-3 c)

Les coefficients de corrélation obtenus sont satisfaisants puisque la capacité est expliquée par le diamètre dans plus de 95% des cas.

d) Clé de répartition temporelle adoptée:

Selon les données statistiques qui nous ont été fournies, nous considérerons une cadence moyenne d'avancée des travaux se situant dans la plage [1 , 1.1] Km/jour pour tout tronçon, ce qui correspond à un rythme de l'ordre de [365 , 402] Km/an.

Les longueurs séparant les différents champs de Hassi R'Mel et Hassi R'Mel des différentes destinations au nord, étant inférieures à 1200 Km, nous concentrerons les investissements concernant les liaisons du réseau de transport dans la période précédant leur mise en exploitation.

**IV-3-2-4 Les coûts d'exploitation:**

Ils dépendent fortement de la nature des produits transportés.

Le gaz brut contient plusieurs agents actifs qui corrodent les parois des canalisations du réseau de collecte. Ces dernières ont une durée de vie variant de 12 à 20 ans, selon l'épaisseur de la canalisation, la nature du matériau de construction, la teneur en hydrates et en soufre du gaz brut transporté,.... Ainsi, les coûts d'exploitation annuels seront

relativement élevés, de l'ordre de 7% de la valeur des investissements concernant le réseau de collecte. Ils engloberont principalement:

- les frais relatifs au personnel de maintenance,
- les frais relatifs à la gestion de ce personnel,
- les coûts de réparation à apporter aux pipes ayant subi des éclatements à cause d'un mauvais traitement, d'une mauvaise manipulation lors des opérations de soudure,...
- les frais relatifs à l'énergie consommée. De manière générale, une étude de cas rapporte que l'énergie dépensée à la tonne transportée varie comme le carré du débit. Pour éviter la non linéarité générée par ce facteur, nous approximerons les coûts relatifs à la dépense d'énergie à une valeur annuelle de l'ordre de 1% de la valeur globale des investissements initiaux.
- les frais relatifs à l'entretien: Pour les canalisations récentes, ces frais sont pratiquement nuls. Par contre, plus les canalisations sont âgées, et plus la part du poste relatif aux stations de pompage et de contrôle est importante.
- les frais divers tels que les frais courants d'assurance...

Les gaz sec, GPL et LGN sont, quant à eux, des produits traités et donc peu corrosifs. De ce fait, et vu que les diamètres des lignes d'expédition sont plus importants que ceux des lignes de collecte, nous pouvons estimer que la durée de vie des réseaux d'expédition est infinie. Ainsi, les coûts d'exploitation englobant généralement:

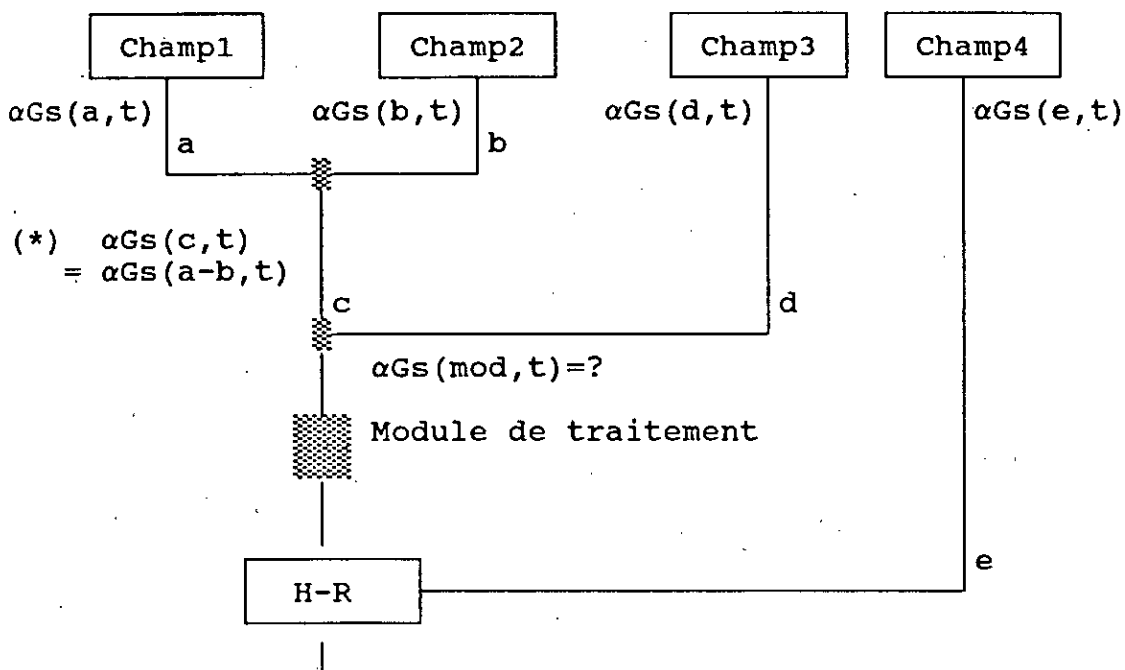
- les frais relatifs au personnel de maintenance,
- les frais relatifs aux fournitures et accessoires (par exemple, l'acquisition de composants du réseau électrique de contrôle ),
- les frais relatifs à l'entretien des stations de pompage, .. ont une valeur annuelle de l'ordre de 3% de la valeur globale des investissements.

#### IV-3-2-5- Approximation des proportions de gaz sec, de GPL et de LGN dans le réseau de collecte.

Il s'agit d'évaluer les proportions  $\alpha_{\mu}(n,t)$  de fluide  $\mu$  ( $\mu$ =Gaz sec, GPL ou LGN) transitant à travers la liaison  $n$  à la période  $t$ . Il est utile de rappeler que : la composition en Gaz sec, GPL, et LGN du gaz brut extrait à partir du champ  $i$  diffère selon la nature géologique du champ. Ce qui veut dire qu'à travers le réseau de collecte, les flux de Gaz brut circulant dans les liaisons sont de nature hétérogène et généreront des proportions de Gaz sec, GPL, et LGN variables.

Si nous considérons l'exemple du Gaz sec, ceci se schématise comme suit:





$$\alpha_{Gs}(c,t) = [ \alpha_{Gs}(1,t) * x(a,t) * (1 - T_{xpert}(a)) + \alpha_{Gs}(2,t) * x(b,t) * (1 - T_{xpert}(b)) ] / x(c,t)$$

Le calcul des  $\alpha_{\mu}(n,t)$   $\mu = \{Gs, GPL, LGN\}$  au niveau de chaque liaison à chaque période conduit à une non-linéarité dans l'expression initiale suivante:

$$\alpha_{\mu}(n,t) = \sum_{m \in W(i)} [ \alpha_{\mu}(m,t) * x(m,t) * (1 - T_{xpert}(m)) ] / x(n,t) \quad n \in V(i) \quad (*)$$

Quels que soient le champ, la jonction, ou le module représentés par  $i$  et quelque soit  $t$ . Elle est due au produit de variables

$$\alpha_{\mu}(m,t) * x(m,t)$$

La détermination rigoureuse des  $\alpha_{\mu}(n,t)$  s'avérant complexe, nous nous proposons de les évaluer en utilisant une méthode par approches successives dont les principales étapes sont énoncées ci-après:

- 1- Initialisation : considérer un  $\alpha$  moyen pour toutes les régions et par produit.
  - 2- Résolution du système (\*) en introduisant  $\alpha$  moyen.
  - 3- Réitérer le processus suivant:
    - Prendre les  $x(m,t)$  générés et les introduire dans le système (\*) en terme de proportions
    - Introduire les proportions générées dans le système (\*) en terme de flux
- jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de variation notable concernant  $x(m,t)$  et  $\alpha_{\mu}(m,t)$ , quel que soient  $m$  et  $t$ .

#### IV-3-3- Le traitement:

##### IV-3-3-1- Structures de traitement existantes:

Le fait que les champs de Gaz auxquels nous portons intérêt soient presque tous inexploités explique pourquoi le nombre de modules de traitement existants est réduit. Parmi les zones où

des structures de traitement ont déjà été installées, nous pouvons citer Alrar, Rhourde Nouss et Hassi R'Mel Sud (annexe 10).

#### IV-3-3-2- Les profils d'investissement:

##### a) expression des coûts d'investissement:

Selon les données qui nous ont été fournies, nous pouvons approximer la fonction liant les coûts totaux d'investissement à la capacité respective des modules par la formule:

$$\begin{aligned} \text{(coût total d'investissement)} &= 72.52 \text{ E6} \\ &+ 24.547 * \{\text{capacité des modules}\} \end{aligned} \quad (136)$$

en équivalent US\$.

Cette formule nous permet d'approximer de manière assez significative les données fournies, le taux de corrélation étant de 0.92, que nous accepterons car nous n'avons pas pris en considération :

- les niveaux technologiques des différents modules, et
- les pays d'origine des modules acquis (car pour chaque pays correspond un taux de change et donc un équivalent US \$.

##### b) clé de répartition des investissements:

De manière à simplifier notre modèle, nous nous poserons une clé de répartition commune à tous les modules potentiels.

##### \*- périodes d'investissement:

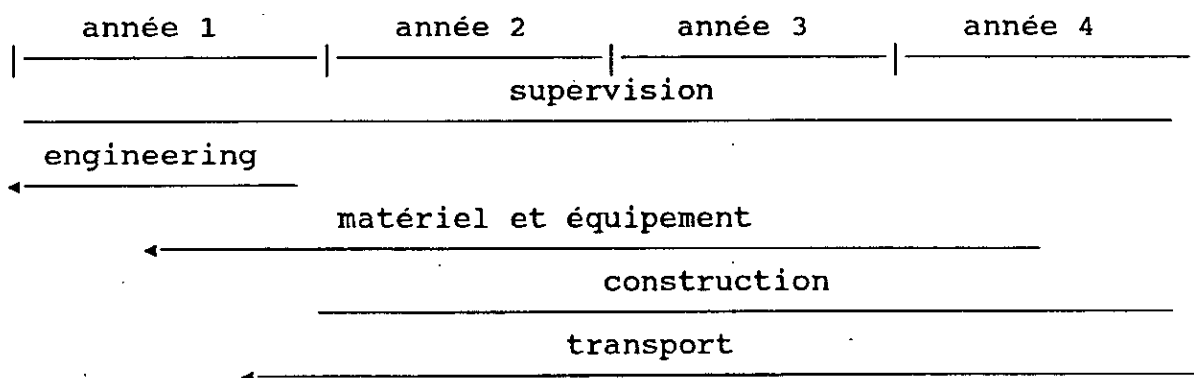
De manière générale, les périodes d'investissement s'étalent sur trois ou quatre années. Mais, puisque nous avons divisé notre période d'étude du système en périodes de trois ans, il est préférable de considérer une clé de répartition des investissements étalée sur quatre (4) années pour faire ressortir le fait que les investissements sont étalés dans le temps.

##### \*- répartition des investissements:

Nous déterminerons la répartition temporelle des investissements en considérant que les principaux coûts se déduisent de:

engineering	5.2%
supervision	4%
matériel et équipement	43%
construction	40%
transport	7.8%

En supposant la répartition suivante,



nous déduisons le tableau suivant:

	an 1	an 2	an 3	an 4
supervision	1%	1%	1%	1%
engineering	5.2%	0%	0%	0%
mat. et équip.	7.2%	14.3%	14.3%	7.2%
construction	0%	13.3%	13.3%	13.4%
transport	0.6%	2.4%	2.4%	2.4%
<b>TOTAL</b>	<b>14%</b>	<b>31%</b>	<b>31%</b>	<b>24%</b>

(Tableau IV-3-3-2-a)

En ramenant ceci en terme de période et en supposant que la mise en service du module s'effectue à la période k, nous obtenons la clé de répartition temporelle suivante:

	période k-1	période k
% des investissements réalisés	76%	24%

(Tableau IV-3-3-2-b)

#### IV-3-3-3- Expression des coûts d'exploitation des modules:

De manière à simplifier notre formulation tout en se rapprochant le plus possible du cas réel, nous lierons les coûts d'exploitation aux coûts d'investissement en posant:

$$\text{(coûts d'exploitation annuels)} = \text{(coûts totaux d'investissement)} * 0.05$$

Les coûts d'exploitation des modules englobent, de manière générale, les coûts opératoires, c'est-à-dire:

- pour le personnel:
  - .les frais de personnel
  - .les frais de gestion de ce personnel estimés à 30% des frais du personnel.

le total atteint annuellement près de 1% du coût global des investissements.

- pour l'équipement:
  - .les frais d'entretien, approximés à 2% du total des investissements.
  - .les coûts relatifs aux fournitures(0.2% des invest.)
  - .les frais d'assurance (0.25% des invest.)

- ajoutons à cela les coûts relatifs au fonctionnement des modules tels que :

- . l'apport des différents produits intervenant dans le processus de traitement tel que le glycol, importé en totalité et servant à prévenir toute formation éventuelle d'hydrates et donc à éliminer l'eau du gaz brut, lors de son traitement, à concurrence de 50 ppm.

- . les consommations d'électricité et de gaz... etc

#### IV-3-3-4- Le dimensionnement des modules:

Comme pour le problème de dimensionnement des canalisations, le dimensionnement des modules n'est pas chose facile dans le sens où une application directe de la formulation des coûts génère une non-linéarité au niveau de la fonction objective par le produit:

{coûts relatifs au module}  
\* {variable de décision concernant le module}

équivalent à:  
{capacité du module}  
\* {variable de décision concernant le module}

qui nous ramène à :  
{flux à travers le module}  
\* {variable de décision concernant le module}.

De plus, par mesure de sécurité, nous dimensionnerons les modules et les liaisons de manière à ce que les capacités soient supérieures de 30% aux charges maximales qu'ils auront à supporter durant notre période d'étude.

Ainsi, nous devons adopter la méthode utilisée pour le dimensionnement des canalisations. Cette méthode se résume comme suit:

Pas 0 : Résoudre le problème en supposant les coûts relatifs aux modules comme étant nuls.  
Évaluer les flux à travers les modules supposés de capacité infinie.

Pas 1 : Pour chaque module, le flux de gaz brut généré par le pas 0 va correspondre à la capacité du module.  
Introduire dans notre modèle les coûts relatifs aux différentes capacités.  
Résoudre le problème.

Pas 2 : Comparer la solution avec celle générée par le pas 0  
Si elle est identique à celle générée par le pas 0, STOP - la solution est optimale.  
Sinon réitérer le processus suivant:  
perturber le système et évaluer la réponse du modèle jusqu'à obtenir un dimensionnement satisfaisant.

Cette approche permet d'affecter aux modules des capacités constantes dans le temps. Ainsi, en premier lieu, nous ne tiendrons pas compte de la gestion des éventuelles extensions dans le temps.

Par mesure de sécurité, nous dimensionnerons les modules de manière à ce que leurs capacités soient supérieures de 10% aux charges maximales qu'ils auront à supporter durant la période d'étude.

#### IV-3-4- Evaluation de la demande:

Ce qui suit correspond à l'évaluation des demandes des clients (le Maroc, Arzew, les Issers, Skikda, Italie...) que SONATRACH se propose de satisfaire. Il s'agit en fait de la

demande des produits résultant de l'exploitation de champs gaziers uniquement (annexe 9). Comme les données concernant la demande ne nous ont pas été fournies, nous nous proposons de les générer de la manière suivante:

La demande est considérée comme une variable aléatoire pour laquelle nous évaluerons la plage de variation. La valeur minimale (resp. maximale) sera calculée de manière à ce que 60% (resp. 70%) des réserves récupérables soient écoulées à la fin de notre période d'étude. De plus, cette demande évoluera au même rythme que celui de la production. Ce rythme sera supposé moyen pour les neuf champs. Ainsi, nous obtenons les profils suivants:

a) Demande minimale:

	périodes	1	2	3	4	5	6	7
D E M A N D E	Gas sec 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	32.62	56.09	59.71	60.10	58.88	45.29	17.49
	GPL 10 <sup>6</sup> t.	4.27	7.32	8.47	7.82	7.44	5.93	2.28
	LGN 10 <sup>6</sup> t.	4.64	7.98	8.50	8.55	8.09	6.45	2.72

(Tableau IV-3-4-1)

b) Demande maximale:

	périodes	1	2	3	4	5	6	7
D E M A N D E	Gas sec 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	38.05	65.44	69.66	70.11	56.88	45.29	17.49
	GPL 10 <sup>6</sup> t.	4.98	8.54	9.88	9.18	8.69	6.92	2.67
	LGN 10 <sup>6</sup> t.	5.41	9.31	9.91	9.97	9.43	7.52	3.17

(Tableau IV-3-4-2)

**IV-3-5- Paramètres financiers:**

**IV-3-5-1- Facteur d'actualisation:**

Désigné par  $\beta(t)$ , il s'agit du paramètre qui permet d'actualiser les coûts à toute période  $t$ . Dans la plupart des études économiques ayant trait à l'évolution des coûts dans le domaine du gaz, le taux d'actualisation s'évalue à 15%. D'où

$$\beta(t) = [1/(1+15\%)]^t$$

#### **IV-3-5-2- Budget alloué:**

Désigné par b(t) dans notre formulation, ce budget correspond au montant servant à couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation supportés par la période t. Il est fixé à 1 milliard (US \$) / an.

#### **IV-3-5-3- Prix de vente:**

Les prix de vente moyens utilisés sont de l'ordre de:

- pour le gaz sec : 80 US \$ pour 1000 m<sup>3</sup>
- pour le GPL : 120 US \$ pour 1 tonne
- pour le LGN : 140 US \$ pour 1 tonne.

#### **IV-3-5-4- Remarque:**

Nous situant du point de vue de l'Etat, nous n'introduirons pas l'aspect fiscal lors de l'évaluation des recettes et des dépenses d'investissements.

## CHAPITRE V

### RESOLUTION DU PROBLEME

#### V-1- Introduction:

D'après l'énoncé de notre sujet, nous devrions générer une solution qui maximise un cash-flow actualisé sur une période de vingt (20) années. La solution devrait ainsi satisfaire à deux critères d'optimisation qui sont:

\*- une optimisation spatiale qui consiste à rechercher la localisation optimale des jonctions et des modules, leur nombre et leur capacité respectifs.

\*- une optimisation temporelle qui consiste, en tenant compte de l'aspect dynamique de notre système, à déterminer la planification optimale des activités à entreprendre telles que la mise en exploitation des champs, des modules, des liaisons...

Cependant, ces deux problèmes d'optimisation sont intimement liés, et la solution de l'un peut influencer considérablement sur celle de l'autre. Il faudrait par conséquent les traiter simultanément.

De ce fait, nous devrions aborder en même temps:

\*- une résolution en terme d'approche continue (ensemble infinie) qui nous détermine les entités à créer, et

\*- une résolution qui nous détermine quand les créer.

La formulation du problème ainsi posé aurait les particularités suivantes:

- la non-linéarité des contraintes et de la fonction objective due principalement :

. à l'approche continue, et

. au produit de variables

(où créer l'entité) \* (quand la créer)

- le nombre de variables et de contraintes assez important qui rend la résolution bien difficile.

En effet, relevant de la distributique, notre problème n'admet pas d'algorithmes exacts efficaces pour sa résolution (annexe 11).

A défaut de méthodes exactes, nous serons amenés à développer des heuristiques qui génèrent des solutions satisfaisantes au bout de temps de calcul raisonnables.

Lorsque nous étudions de près le modèle développé dans le chapitre précédent, nous nous rendons compte qu'il a la particularité de s'adapter à un système potentiel déjà généré, pour lequel il déterminera quelles entités mettre en exploitation, quand et à quel rythme. Nous voyons donc qu'il aborde principalement l'aspect "temporel" et quelque peu l'aspect "spatial", les entités étant préalablement situées.

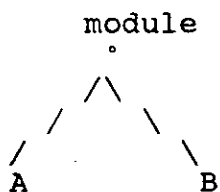
Ainsi, il nous sied de proposer essentiellement deux heuristiques:

1- déterminer un optimum spatial (par l'approche ensemble infini) auquel nous adapterons notre modèle "temporel".

2- déterminer un ensemble de solutions réalisables vérifiant l'aspect spatial, auxquelles nous adapterons notre modèle "temporel".

La première alternative illustre la décomposition de notre problème en deux sous-problèmes qui seraient traités simultanément: après avoir généré la solution optimale du point de vue spatial, nous l'introduirons dans notre modèle en tant que système potentiel pour lequel nous déterminerons alors quelles entités sont à mettre en exploitation et quand. Néanmoins, il est aisé de concevoir que l'optimum du problème aux dimensions spatiales et temporelles a de fortes chances de ne pas correspondre à l'optimum du problème spatial auquel nous adapterons notre résolution de manière à traiter l'aspect temporel.

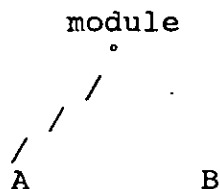
Ceci peut être illustré par ce qui suit. Supposons deux champs A et B. La résolution par l'approche "ensemble infini" a généré la solution suivante:



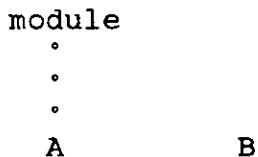
Après avoir adapté notre modèle, nous obtenons:

- . le champ A est mis en exploitation à une date t
- . le champ B, quant à lui, peu rentable, n'est jamais mis en exploitation.

La solution qui en découlera sera:



Cette dernière n'est pas optimale car elle pourrait être améliorée si nous considérons le réseau suivant:



De ce fait, nous pourrions améliorer quelque peu notre solution si nous adoptons la méthode suivante:

- déterminer un optimum "spatial" par l'approche ensemble infini,
- lui adapter notre modèle,
- rechercher la meilleure configuration de réseau du système généré, en conservant les dates de mise en exploitation, les



capacités des modules et des liaisons, les profils de production des champs

La seconde approche paraît plus adaptée à notre modèle puisqu'elle part sur la base de plusieurs alternatives pour chaque entité. Notre formulation pourra ainsi déterminer l'optimum de dimensions spatiale et temporelle puisqu'elle mettra en valeur l'alternative à choisir ainsi que son développement temporel optimal.

Néanmoins, cette alternative n'a de sens que si l'on considère un ensemble de solutions initiales fini, mais avec un cardinal suffisamment élevé. Nous voyons alors tout de suite les limites de cette méthode puisque nous serons confrontés à un nombre de variables et de contraintes relativement important, ce qui rend la résolution bien laborieuse.

Ainsi, plus le nombre de solutions de départ est important, plus nos chances de nous rapprocher de la solution optimale sont élevées, mais plus l'effort de calcul fourni est important. De ce fait, de manière à avoir la meilleure approche de cette méthode, nous devons savoir faire un compromis entre l'amélioration de la solution finale et le nombre de solutions initiales à considérer.

## **V-2- Détermination d'un algorithme approprié:**

### **V-2-1 Introduction à l'algorithme:**

Un algorithme peut être défini comme étant un ensemble de règles opératoires que l'on doit observer dans le but d'effectuer un calcul. Lorsque l'on veut résoudre un problème, il y a lieu de se demander quel algorithme devrait être utilisé. La réponse à cette question peut dépendre de nombreux facteurs dont la taille de l'exemplaire, la forme sous laquelle il est posé ainsi que le type et la puissance du matériel dont on dispose pour le résoudre.

Notre formulation, développée dans le chapitre précédent, met en évidence un nombre important de contraintes et de variables. Or, nous ne disposons pas d'outils de résolution suffisamment performants. De ce fait, nous sommes amenés à effectuer des partitionnements d'une part au niveau de la formulation de notre problème et d'autre part au niveau de sa résolution. Ainsi:

\*) Nous séparerons la résolution spatiale de la résolution temporelle; c'est-à-dire que nous construirons un système potentiel initial auquel nous adapterons notre modèle. Ce point a été largement traité précédemment et sera plus explicité par la suite.

\*) Malgré cette première simplification, notre modèle comprend encore un nombre de contraintes relativement élevé. Nous générerons alors un modèle dit "réduit" en négligeant dans notre modèle "de base" les contraintes d'homogénéité spatiale dans l'espoir qu'elles seront prises en compte par la fonction objective. Cette dernière aurait pour effet d'empêcher les investissements infructueux, c'est à dire entraver la création

d'entités potentielles qui ne pourraient pas être mises en exploitation par la suite.

Nous devons bien évidemment vérifier à chaque itération que le modèle réduit génère bien une solution homogène du point de vue spatial. Dans le cas contraire, nous serions contraints d'adopter le modèle "de base".

\*) Mais, les modèles "réduits" et "de base" ont tous deux la particularité de considérer un nombre de variables important. Ces variables sont principalement les variables de décision binaires et les variables concernant le flux à travers les liaisons et les modules.

Ces deux types de variables sont interdépendantes et devraient donc être évaluées simultanément. Cependant, disposant d'outils de résolution à capacité limitée, nous développerons une heuristique qui résoudrait notre problème en deux temps:

a- nous déterminerons, en premier lieu, à partir de notre système potentiel initial :

- . quelles entités sont à mettre en exploitation,
- . à quelles périodes,
- . et quels sont les profils de production choisis pour les différents champs,

et évaluerons ainsi les variables de décision, considérées dans notre cas comme étant des variables stratégiques.

b- En second lieu, nous évaluerons les flux à travers les différentes entités du système. Ces derniers, considérés alors comme des variables tactiques, nous permettront de dimensionner de manière satisfaisante les liaisons et les modules potentiels.

Ainsi, une heuristique qui nous semble appropriée au problème posé, consisterait à effectuer une résolution en trois étapes successives:

- 1/ Déterminer un système potentiel initial
- 2/ Evaluer les variables de décision
- 3/ Evaluer les variables tactiques de flux et ainsi dimensionner le système final.

A l'issue de cette résolution, des affinages de la solution obtenue pourraient être effectués

#### **V-2-2 Détermination du système initial:**

L'évaluation du nombre de variables et de contraintes de notre modèle montre que la taille de notre problème est une fonction directe du nombre d'entités potentielles considérées.

Vu les outils informatiques dont nous disposons, nous ne pourrions considérer qu'un minimum d'entités potentielles. De ce fait, nous serons amenés à ne considérer qu'une seule alternative par entité, ce qui revient à constituer des réseaux de collecte et de distribution sous le critère de la minimisation de la longueur totale. (1ère alternative présentée dans la partie "introduction à la résolution")

La localisation des modules et des jonctions lors de la constitution du réseau potentiel sont deux problèmes intimement

liés. De ce fait, il serait préférable de les traiter simultanément.

Une méthode de résolution exacte consisterait à adopter l'approche "ensemble infini" en considérant les noeuds (jonctions et modules) de même nature. Mais, nous nous trouverions confrontés aux difficultés suivantes:

- la non-linéarité de la fonction objective et des contraintes

- un grand nombre de variables réelles, correspondant aux coordonnées des différents noeuds, et binaires, correspondant aux décisions d'affectation de champs à jonctions, de jonctions entre elles, et enfin de jonctions à modules.

Ainsi, de manière à obtenir une solution satisfaisante, nous développerons une heuristique qui subdivisera notre problème en deux parties, traitées toutes deux par l'approche ensemble infini :

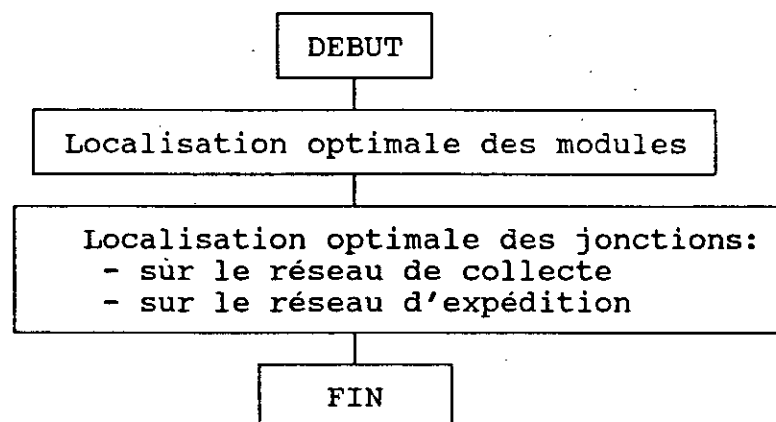
- la localisation des modules, entités stratégiques de notre réseau sous des contraintes d'éloignement maximal par rapport aux champs qui leurs sont associés, puis

- la localisation, à deux niveaux différents, des jonctions, entités revêtant une importance tactique par rapport aux modules.

- \* Nous établirons un réseau de collecte optimal de longueur totale minimale, au niveau de chaque sous-système formé des champs et du module qui leur est associé; puis,

- \* en considérant les différents modules comme source et Hassi R'Mel comme destination, nous constituerons le réseau d'expédition optimal dans la mesure où nous minimiserons sa longueur totale.

Ainsi, la constitution du système initial s'effectue comme suit:



#### V-2-2-1- Localisation des modules:

L'algorithme suivant décrit l'approche considérée :

Pas 0: (Initialisation)

- Introduire le nombre  $n$  de champs à considérer
- Introduire les coordonnées de ces champs par rapport à Hassi R'Mel dans le vecteur  $X$
- $m = 1$  (considérons un seul module)

- Copt = +∞  
{Copt correspond à la longueur optimale du réseau}

Pas 1: - Appeler procédure Min-dist1 (m,X)  
 - si C<Copt alors mopt=m, Copt=C, m=m+1, aller en 1  
 sinon, imprimer mopt et Copt

FIN.

La procédure Min-dist1 consiste à rechercher la position optimale de m modules, de manière à minimiser la distance totale du réseau Copt, selon les n champs considérés dont les coordonnées sont introduites par le biais du vecteur X. Elle s'écrit de la manière suivante:

Pas 1: lire X

Pas 2: Résoudre

$$\text{MIN } C = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m t_{ij} * \text{SQRT} [(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2] \\ + \sum_{j=1}^m [\sum_{i=1}^n t_{ij}] * \text{SQRT} [(x_i - x_{HR})^2 + (y_i - y_{HR})^2]$$

s.c:

$$\text{SQRT} [(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2] \leq D_{\text{max}} \quad , \quad i = 1..n \text{ et } j = 1..m \quad (1)$$

$$\sum_{j=1}^m t_{ij} = 1 \quad , \quad i = 1..n \quad (2)$$

$$t_{ij} * (1 - t_{ij}) = 0 \quad , \quad i = 1..n, \quad j = 1..m \quad (3)$$

Ainsi, le critère d'optimisation réside en la minimisation de la longueur totale du réseau sous les contraintes :

- d'éloignement maximal toléré Dmax entre un champ et le module qui lui est affecté, et (1)

- d'affectation obligatoire d'un champ à un module. (2)

Cette affectation est traitée par les variables de décision tij pour lesquelles

tij = 1 si le champ i est affecté au module j, et 0 sinon.

#### V-2-2-2- Localisation des jonctions:

La localisation des jonctions est effectuée en considérant un ensemble de sources et une destination unique. Nous pouvons donc adapter ceci:

- aux différents sous-systèmes constitués chacun d'un ou plusieurs champs et d'un seul module, et

- au système constitué des modules comme sources et de Hassi R'Mel comme destination.

Plusieurs approches de résolution peuvent être développées:

1/ considérer un schéma de réseau "par paliers" où l'ensemble des sources est relié à un palier de jonctions, reliées elles même à un second palier d'autres jonctions, ... jusqu'à aboutir à Hassi R'Mel (annexe 12, fig.1).

2/ considérer un schéma quelconque en arborescence (annexe 12, fig.2).

\* 1ère approche:

idée: considérer l'ensemble des sources et rechercher le nombre et la localisation optimaux des jonctions au niveau du premier palier.

réitérer le processus suivant:

considérer le palier de jonctions comme sources et  
construire le palier de jonctions supérieur  
jusqu'à n'obtenir qu'une seule jonction.

Ainsi, nous élaborerons l'algorithme suivant:

Pas 0: - lire m (nombre de modules)

- introduire les coordonnées de ces modules par rapport de Hassi R'Mel.

Pas 1: (Initialisation)

- j= 1

- N= ensemble des sources. Il correspond à l'ensemble des modules dont les coordonnées sont introduites dans le vecteur X.

Pas 2:

Répéter

C' = ∞

j = m/2 si m pair, et  
(m-1)/2 si m impair

Pour k= 1..j faire

Appeler Procédure Min-dist2(k,X)

si C < C' faire

m = k ; N={nouvelles jonctions de coordonnées dans X}

sinon aller en 10

fin faire.

10 continue  
stocker N

jusqu'à ce que m= 1

FIN.

Dans cette approche, Min-dist2 correspond à la procédure Min-dist1 pour laquelle nous avons relaxé la contrainte d'éloignement maximal entre un champ et le module qui lui est affecté.

Le nombre maximal d'itérations majeures à effectuer est

$$n = E[(\ln m) / (\ln 2)] + 1$$

\* 2ème approche:

Elle consiste à déterminer l'ensemble des jonctions intermédiaires entité par entité. Ceci s'effectue en déroulant l'algorithme par palier et en réalisant les opérations suivantes à chaque itération:

. à chaque détermination d'un niveau de jonctions, calculer l'économie résultante de la création de chaque jonction. Cette économie s'évalue par:

$$\{ \text{longueur totale pred}(j) - j \text{ avant de créer } j \} - \{ \text{longueur totale pred}(j) - j \} + \{ \text{longueur } j - \text{Hassi R'Mel} \}$$

ceci s'exprime de la manière suivante:

$$[ \sum_i t_{ij} * d(i, HR) ] - [ \sum_i t_{ij} * d(i, j) + d(j, HR) ]$$

. soit  $j'$  la jonction réalisant le maximum d'économie  
 $N = N + \{j'\} \setminus \{pred(j')\}$

Ainsi, nous obtenons l'algorithme suivant:

Pas 0: - lire  $m$  (nombre initial de modules)  
 - introduire les coordonnées des différentes sources.

Pas 1: (Initialisation)  
 -  $S = \{ \text{sources} \}$   
 -  $X = \text{vecteur}$  donnant les coordonnées des sources.

Pas 2:

Répéter

$C' = \infty$

$j = \begin{cases} m / 2 & \text{si } m \text{ pair et} \\ (m-1) / 2 & \text{si } m \text{ impair} \end{cases}$

pour  $k = 1..j$  faire

appeler Procédure Min-dist2( $k, S, X$ )

si  $C < C'$  faire

calculer l'économie générée par chaque jonction  $j$

$$[ \sum_i t_{ij} * d(i, HR) ] - [ \sum_i t_{ij} * d(i, j) + d(j, HR) ]$$

sinon aller en 10

fin faire

10

continue

soit  $j'$  la jonction réalisant le maximum d'économie

$S = S \setminus \{pred(j')\} + \{j'\}$

$m = \text{card}(S)$

$X = \text{vecteur}$  des coordonnées des éléments de  $S$

jusqu'à ce que  $m = 1$

Le nombre maximum d'itérations est de

$(m-1)$

car à chaque itération, l'analyse du pire des cas consiste en la création d'une jonction pour deux entités. Ceci revient à "supprimer" deux entités et à créer une jonction comme source virtuelle supplémentaire. Ainsi, nous "supprimerons" une entité par itération. Comme nous avons initialisé notre processus avec  $m$  entités (modules) et avons posé comme critère d'arrêt ( $m=1$ ), nous serons amenés à "supprimer" ( $m-1$ ) entités en, au maximum, ( $m-1$ ) itérations.

#### V-2-2-3- Autre approche:

Nous avons élaboré notre système potentiel initial en négligeant les conditions d'exploitation des champs à ce jour.

Une étude plus complète du problème nécessiterait la prise en compte de ces conditions , en particulier la configuration du réseau d'expédition en amont de Hassi R'Mel. Nous donnerons ci-après une approche algorithmique du problème de localisation des modules.

A cette fin, nous subdiviserons le réseau en n segments de droites d'équation:

$$y(i) = a(i) + b(i) * x(i), \quad i=1..n,$$

dans un repère centré en Hassi R'Mel. Chaque point de ces segments peut être considéré comme destination pour les produits à partir des différents modules, contrairement à l'algorithme précédent qui ne considérait qu'une destination unique, en l'occurrence Hassi R'Mel.

Ainsi, si C est le nombre de champs à développer, et m le nombre de modules à considérer, l'algorithme s'énonce alors de la manière suivante:

DEBUT

Pas 0: introduire le nombre C de champs à considérer  
introduire les coordonnées des champs par rapport à Hassi R'Mel.

Initialisation: M=1 (ne considérer qu'un seul module)  
C2 très grand

Pas 1: appeler procédure Min-Dist(m,X)  
si C < C2 alors m\* = m0 et C\* = C2; m = m+1; aller en (1)  
sinon imprimer m\* et C\*.

FIN

La procédure Min-Dist(m,X) se déroule comme suit, en notant par  $(x_1, y_1)$  les coordonnées de la jonction à considérer sur le tronçon l.

DEBUT

Pas0: lire  $[X(x_i, y_i), i=1..C]$

Résoudre:  $\text{Min } C = \sum_{i=1}^C \sum_{j=1}^M \text{SQRT} [(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2] * t_{ij} +$

$$+ \sum_{j=1}^M \text{SQRT} [(x_j - \sum_{l=1}^n x_l * t_{jl})^2 + (y_j - \sum_{l=1}^n y_l * t_{jl})^2]$$

sous les contraintes:

$$\text{SQRT} [(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2] \leq D_{\text{max}}$$

$$t_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si le champ } j \text{ est affecté au module } i \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

$$\sum_{j=1}^M t_{ij} = 1$$

$$t_{jl} = \begin{cases} 1 & \text{si le module } j \text{ est affecté à la portion } l \text{ du} \\ & \text{réseau d'expédition} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

$$\sum_{l=1}^n t_{jl} = 1$$

### V-2-3- Détermination des variables stratégiques:

Cette détermination s'effectue principalement en relaxant les contraintes ayant trait au dimensionnement des réseaux, c'est-à-dire :

- les contraintes de capacité de traitement des modules,
  - les contraintes de capacité de transport des liaisons, et
  - les contraintes budgétaires,
- et en posant les coûts relatifs aux modules, liaisons et jonctions comme étant nuls.

De ce fait, les contraintes:

- de conservation de flux
- de capacité de production des champs
- de satisfaction de la demande
- d'homogénéité spatiale et temporelle

ainsi que la maximisation de la différence entre les recettes de vente et les dépenses de production au niveau des champs, et de transport au niveau du réseau d'expédition vont agir sur notre système de manière à observer :

- . quels profils de production choisir pour les différents champs
- . quelles entités sont à mettre en exploitation et à quelle date.

De cette manière, nous laisserons au système toute la latitude pour s'auto-déterminer.

### V-2-4 Détermination des variables tactiques et dimensionnement de notre réseau:

Le dimensionnement d'une entité consiste à déterminer sa capacité en fonction du flux qui la traverse et du coût qu'elle engendre.

Dimensionner un système pose certaines difficultés dans la mesure où nous devons tenir compte simultanément de la variabilité de la capacité des entités et ainsi, de la variabilité des coûts qui leur sont associés.

Une première approche de résolution consisterait à répertorier toutes les capacités disponibles pour chaque entité et à leur associer des variables de décision. L'inconvénient majeur qui en découle est la multitude des variables binaires (pour une liaison par exemple, 15 diamètres sont pratiquement disponibles), ce qui rend notre problème non résolvable avec les outils dont nous disposons.

Une seconde approche consisterait à répertorier deux à trois alternatives pour chaque entité. Cette approche présente l'avantage de considérer un nombre moindre de variables mais générera inéluctablement une solution de qualité inférieure, le système étant soumis à un ensemble de contraintes plus important.

Une troisième approche nous dimensionnerait notre réseau de manière itérative, en démarrant d'une solution initiale réalisable telle que celle générée dans la partie précédente. Il nous faut à chaque itération,

- déterminer les entités caractérisées par des surcapacités ou des surcharges notables



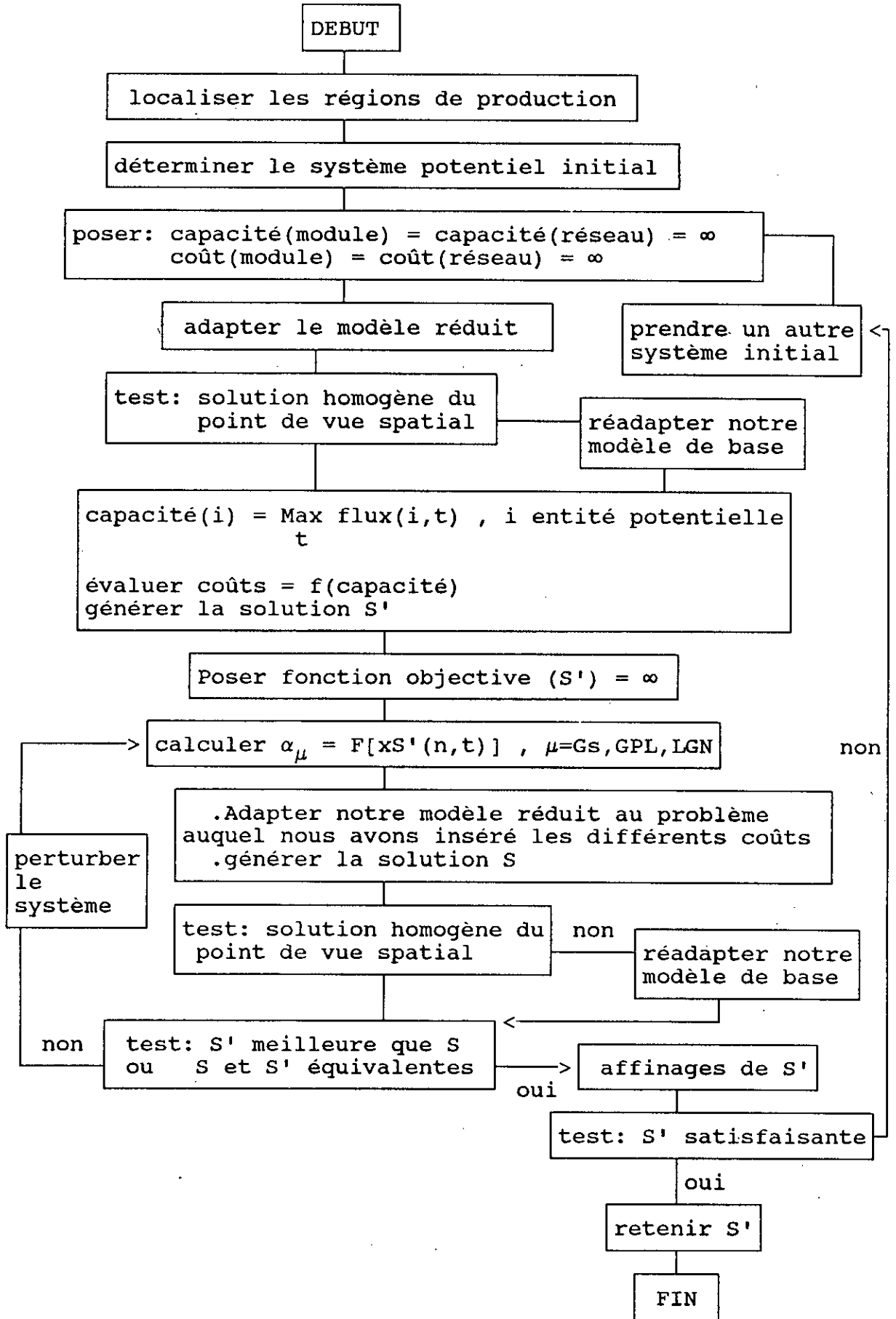
- adapter les capacités en conséquence, en ajustant les coûts associés, jusqu'à obtenir un réseau adéquat.

Cette approche pour laquelle nous avons opté offre l'avantage d'être implémentable car elle considère un nombre minimal de variables (une alternative par entité). Néanmoins, elle présente les inconvénients suivants:

- Elle nécessite un temps machine considérable, fonction du nombre d'itérations effectuées.

- Les ajustements de capacité se faisant de manière intuitive, la solution générée n'est pas nécessairement optimale.

V-3- Présentation de l'algorithme:



#### V-4- Implémentation:

L'implémentation est une partie essentielle de notre travail puisqu'elle nous permet, d'une part, de valider notre modèle et d'autre part de corroborer la méthode de résolution heuristique choisie. Ainsi, deux outils de résolution nous sont nécessaires:

- un logiciel résolvant des problèmes non-linéaires et utilisant des variables de décision binaires pour déterminer la solution potentielle initiale, et
- un logiciel résolvant les problèmes linéaires avec variables binaires pour mettre en oeuvre notre "modèle temporel".

##### V-4-1- Détermination du système initial:

###### a) algorithme utilisé:

Vu la distribution spatiale de nos points "sources" (ie. les champs), l'approche "par paliers" de la localisation des principales jonctions du réseau d'expédition ne paraît pas appropriée puisqu'elle nécessite autant de paliers en HRS et Hassi R'Mel, qu'en In Aménas et Hassi R'Mel.

Ainsi, nous sommes amenés à utiliser l'approche "en arborescence quelconque". Au vu de l'algorithme, cette dernière génère un nombre de contraintes et de variables non linéaires assez important. Pour cela, nous nous attélerons à déterminer un système potentiel initial pour les structures (entités) se trouvant en amont de Hassi R'Mel. De plus, nous ne prendrons pas en compte les structures existantes à nos jours.

###### b) localisation des modules:

Pour un nombre initial de régions productives égales à 9, l'approche "ensemble infini" développe un modèle à 18 variables non linéaires, et 81 variables binaires, 81 contraintes non linéaires (espacement maximal entre champs et modules), et 9 contraintes linéaires; Le nombre de modules utilisés étant égal au nombre de champs, le pire des cas correspond à un module par champ.

###### c) tentatives infructueuses:

L'objectif assigné n'étant pas d'implémenter un logiciel de programmation mathématique (plus exactement, il s'agit de programmation mathématique non linéaire en nombres mixtes, et la réalisation de ce seul logiciel dépasse le cadre de ce projet), mais plutôt de modéliser un système réel afin de pouvoir répondre à certaines questions bien définies, nous nous sommes, dès le départ et une fois la modélisation réalisée, attelés à trouver un logiciel de traitement approprié.

Beaucoup de temps et d'efforts ont alors été investis, d'abord dans la recherche et l'acquisition de ces logiciels, et ensuite dans leur mise en oeuvre. En effet, la difficulté intrinsèque de certains d'entre eux était accentuée par la non disponibilité de la documentation technique.

C'est ainsi que nous avons, tour à tour, essayé d'utiliser EUREKA [EUR,1987], (annexe 13), LINDO [LIN,1989], (annexe 14) LINGO [LIN,1988], (annexe 15), GINO [GIN,1984], (annexe 16), et enfin MPSX [MPS,1981]. Malheureusement, toutes les tentatives

ont été rendues infructueuses par la taille et la structure particulière de notre problème (plusieurs centaines de variables, et autant de contraintes, même en subdivisant le problème et/ou en considérant moins de détails).

La plupart des utilisateurs potentiels de ce genre d'outils d'optimisation ont alors été sollicités mais vainement (SONATRACH, CRD, SONEGAS, HCR, Universités, pour ne citer que les plus importants).

Lorsque nous fûmes enfin en possession de la documentation du logiciel que l'on savait adapté à nos besoins (MINOS [MIN,1985], (annexe 17), en l'occurrence), le compte à rebours était malheureusement déjà entamé, ne nous laissant pas le loisir de considérer la résolution du problème de manière plus approfondie, plus détaillée, et en considérant d'autres variantes. Nous pensons cependant avoir atteint l'objectif qui était le notre, et laissons à d'autres le soin d'aborder ces aspects-là.

#### d) Présentation de l'outil de résolution MINOS:

Ce logiciel permet de résoudre des problèmes non linéaires avec contraintes. Pour cela, il agit en deux étapes successives:

##### 1) la linéarisation des contraintes non linéaires:

Toute contrainte s'exprimant sous la forme  $f(x)+A*x+B*y=b$  où  $f$  est la partie non linéaire de la contrainte,  $x$  le vecteur des variables non linéaires, et  $y$  le vecteur des variables linéaires, est linéarisée en un point  $x_k$  par un développement de Taylor donnant :

$$f(x)+A*x+By=b$$

$$\text{où } f(x) = f(x, x_k) = f(x_k) + J(x_k) * (x - x_k), \quad J(x) = \text{Jacobien} = \begin{bmatrix} \delta f \\ \delta x \end{bmatrix}_{x_k}$$

où  $x_k$  est le point où s'effectue la linéarisation à la kème itération (de ce fait, nous voyons l'importance de la solution initiale  $x_0$ ).

2) puis la résolution d'un problème à contraintes linéaires mais à fonction objective non linéaire. Ceci est réalisé par la combinaison de la méthode du gradient réduit, "Reduced Gradient Method" [WOL,1962] et de la méthode quasi-newtonienne "Quasi-Newton Algorithm" [DAV,1959].

La résolution du problème de localisation des modules a généré un système à 8 unités de traitement dont une seule est commune à deux champs (en l'occurrence Hassi R'Mel Sud et Oued Noumer). Ceci est dû principalement à l'éloignement maximal champs-modules considéré (30 km). Si cette distance avait été augmentée jusqu'à 60 km, alternative technique non considérée dans le cadre de cette étude, nous aurions obtenu un système caractérisé par:

- un module commun pour In Aménas, Alrar Ouest, et Ohanet,
- un module commun pour Rhourde Nouss et Gassi Touil, et
- un module commun pour Hassi R'Mel Sud et Oued Noumer.

Ainsi, notre travail pourrait être approfondi ultérieurement en considérant l'alternative, plus onéreuse, de l'utilisation de pompes biphasiques au niveau du réseau de collecte et un éloignement maximal admissible de l'ordre de 60 à 70 km.

e) localisation des jonctions:

L'approche "ensemble infini - réseau en arborescence quelconque" a généré un modèle à un nombre maximal de 8 variables non linéaires, 32 variables binaires, 8 contraintes linéaires et 32 contraintes non linéaires, le nombre maximal de jonctions à considérer étant de 4 car une jonction n'existe que si elle est reliée à au moins deux sources, et une source n'est reliée qu'à une seule jonction. L'outil de résolution MINOS [MIN,1983] n'acceptant pas des variables binaires, nous avons été contraints de transformer le modèle en remplaçant la contrainte  $t_{ij} = 0$  ou 1 par

$$t_{ij} * (1-t_{ij}) = 0$$

Ainsi, nous obtenons un problème à 40 variables non linéaires, 64 contraintes non linéaires, et 8 contraintes linéaires. La résolution par MINOS [MIN,1983] a généré une solution présentée en figure 1. (annexe 18, fig.1) qui n'est pas optimale, au vu de la configuration du réseau obtenu. Ceci met en évidence les limites et inconvénients de la dissociation des deux problèmes de localisation des modules et de localisation des jonctions.

De ce fait, nous améliorerons notre réseau de manière intuitive et proposerons la configuration représentée dans la figure 2 (annexe 19, fig2).

Une troisième amélioration notable pourrait être effectuée du point de vue de la modélisation en minimisant le nombre d'entités potentielles. Le réseau obtenu est représenté dans la figure 3 (annexe 20, fig.3).

f) Détermination des variables stratégiques et tactiques:

Contraints par la taille du modèle et par la transformation des variables binaires en variables non linéaires, nous sommes amenés à réduire notre système potentiel initial aux 5 champs Hassi R'Mel, Oued Noumer, Gassi Touil, Hamra et Rhourde Nouss que nous étudierons sur une durée de 9 ans correspondant à 3 périodes de 3 années. Nous ajusterons nos données concernant le budget et la satisfaction de la demande en conséquence.

Pour une telle période d'étude, la demande évolue selon le profil suivant:

	périodes	1	2	3
D E M A N D E	Gaz sec 109 m3	24.30	32.67	36.4
	GPL 106 t.	3.06	4.11	4.60
	LGN 106 t.	3.46	4.64	5.19

(Tableau V-4-1-f).

Cette simplification majeure est due au fait que la qualité de la solution dépend du nombre de contraintes et de variables non linéaires considérées dans le modèle. Notons de plus que le choix de la solution initiale agit directement sur la convergence du processus de résolution et la qualité de la solution finale. D'après la taille du problème, choisir une solution initiale nous paraît bien difficile.

Notre formulation est caractérisée par:

- 108 variables binaires,
- 87 variables entières, et
- 161 contraintes linéaires.

L'implémentation sur MINOS et la transformation des variables binaires en variables et contraintes non linéaires, vont générer un système à:

- 108 variables non linéaires,
- 87 variables de flux,
- 161 contraintes linéaires, et
- 87 contraintes non linéaires

La solution obtenue est résumée comme suit:

- pendant la première période, les champs à développer sont:
  - \* Hamra avec un profil de production fort, et
  - \* Rhourde Nouss avec un profil de production moyen.
- pendant la seconde période, Hassi R'Mel Sud et Oued Noumer seront développés tous deux avec un profil de production moyen ;
- quant au champ de Gassi Tôuil, il sera mis en exploitation durant la troisième période selon un profil de production fort.

Les autres entités potentielles seront développées conformément aux dates de mise en exploitation des champs auxquels elles seront affiliées. Leurs capacités sont reportées sur la figure 1 en annexe 21.

Les dépenses d'investissement et d'exploitation totales sont de l'ordre de 7.2068 109 US\$. Les recettes s'élèvent quant à elles à 11.2580 109 US\$. Leurs répartitions sont spécifiées en annexe 22.

#### V-5- Interprétation des résultats:

##### - Introduction :

L'observation des résultats a montré que la majorité des contraintes ont été vérifiées. En effet, les contraintes de satisfaction de la demande pendant la première période ont été relaxées de 47% . Par exemple, la satisfaction d'une demande de gaz sec évaluée à  $24.3 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  nécessite la mise en exploitation des quatre champs les plus importants pendant la première période avec un profil de production moyen ou fort. Ceci requiert des investissements importants, ce qui transgresserait la contrainte budgétaire.

Ainsi, nous conserverons la solution précédente en considérant que la satisfaction de la contrainte budgétaire est prioritaire par rapport à celle de la demande. La seconde alternative pourrait être prise en compte dans des travaux ultérieurs.

- la satisfaction de la demande:

La relaxation de la contrainte de satisfaction de la demande peut être expliquée par le fait que nous ayons considéré un système initial ne comprenant aucune entité existante. En effet, la montée en cadence observée dans la partie (VI-3-2) génère des quantités produites en deçà des limites tolérables de la demande.

- le dimensionnement:

Parler de dimensionnement alors que certains champs importants tel que celui de Gassi Touil n'ont pas encore atteint leur régime de production maximal nous paraît incohérent. Néanmoins, nous sommes amenés, par souci de validation de notre modèle, à entamer l'étape du dimensionnement itératif, ce qui a généré les capacités spécifiées dans l'annexe 21, figure 1.

- le cash-flow:

Certains seraient étonnés par la faible valeur prise par le cash-flow actualisé au bout de notre période d'observation. Ce phénomène est dû principalement au fait que nous n'ayons considéré initialement que des champs potentiels à développer, des réseaux d'expédition et de collecte à créer et des modules à installer.

#### **V-6 Validation:**

La validation est une étape essentielle dans l'élaboration d'un modèle. Elle a pour principal but de le confronter à la réalité et de tester les résultats qu'il génère. Plusieurs approches de validation sont concevables:

a) La première consiste à introduire les paramètres intervenant dans notre formulation et à vérifier la cohérence globale en soumettant les résultats obtenus à l'appréciation d'experts. Il est clair que la qualité de la solution est fortement dépendante de la fiabilité et de la précision des données.

b) La seconde approche consiste à appliquer le modèle à une situation antérieure bien connue et pour laquelle toutes les données sont disponibles, à savoir, les investissements, les dates de mise en exploitation, la demande, ... échelonnés dans le temps.

Toutefois, il ne faut pas s'attendre à ce que la réponse du modèle soit en tout point conforme aux différentes évolutions du système. En effet, les décisions prises par les managers revêtent un caractère ponctuel alors que notre modèle devrait avoir une vision plus globale, intégrant un ensemble de décisions réparties dans le temps. Néanmoins, les données historiques peuvent être utilisées comme bornes lors de l'appréciation de la qualité de la solution obtenue.

c) La troisième approche, qui pourrait être considérée comme complémentaire à la première, consiste à s'assurer de la stabilité de la réponse du système lorsque ses entrées tels que la demande, le budget, ... sont soumis à des perturbations. Les principales techniques pouvant être utilisées sont:

- le paramétrage,
- l'introduction de contraintes supplémentaires pour apprécier le degré d'adaptation et de flexibilité du système, et
- la relaxation de contraintes.

Dans notre cas, nous avons tenté de mettre en oeuvre la première approche de résolution. Une fois le système potentiel initial construit, nous lui avons adapté notre modèle. Les contraintes de satisfaction de la demande pendant la première période relaxées, le système s'est alors auto-déterminé. Après avoir dimensionné les entités potentielles de manière itérative, nous avons constaté que la solution obtenue est homogène du point de vue spatial et que son échelonnement dans le temps paraît cohérent puisqu'elle vérifie:

- \*- les contraintes d'homogénéité spatiale,
- \*- les contraintes d'homogénéité temporelle,
- \*- les contraintes budgétaires, et
- \*- certaines contraintes de satisfaction de la demande.

Néanmoins, nous ne pouvons pas juger la qualité de cette solution car elle est générée par le biais d'une combinaison d'heuristiques. Ainsi, nous pouvons affirmer, à notre niveau, que la solution est homogène et que le modèle est valide, mais il est nécessaire de corroborer cela par le biais d'une autre méthode de résolution.



## CHAPITRE IV

### Conclusions et suggestions:

Nous avons proposé dans ce travail, un modèle de planification des activités de la société SONATRACH, en vue de développer les champs gaziers du sud algérien, dans le cadre d'une maximisation d'un cash-flow brut actualisé.

En raison de la taille importante du modèle, sa réalisation n'a pu être effectuée qu'au prix de la linéarisation des contraintes et de certaines simplifications. Toutefois, ces simplifications n'atténuent en rien son caractère général puisqu'il continue à représenter fidèlement le système.

L'application de notre modèle à un système de petite taille a permis d'obtenir des résultats cohérents montrant par là même sa validité.

La difficulté à disposer d'outils de résolution adéquats ainsi que le laps de temps imparti nous ont amené à ne pas aborder tous les volets du problème posé. Néanmoins, au vu des résultats probants obtenus, nous pensons que cette étude devrait être reprise en tenant compte des suggestions suivantes:

Lors de la constitution des réseaux de collecte, nous avons opté pour l'alternative considérant des unités de traitement performantes qui devraient être assez proches des champs auxquels elles sont affiliées. Mais il serait intéressant de considérer d'autres alternatives, telles:

- utiliser des modules de traitement semi-performants proches des champs et des unités de séparation GPL/LGN qui pourraient alors en être éloignées.

- utiliser des pompes biphasiques qui transporteront le gaz brut sur de longues distances, permettant ainsi un regroupement plus important de champs par modules.

Chacune des trois alternatives présente des avantages et des inconvénients et il serait du plus haut intérêt de déterminer leur combinaison optimale qui serait applicable à notre système.

Nous avons simplifié notre modèle en substituant à la contrainte non linéaire de perte de charge admissible, une contrainte d'éloignement maximal tolérable. Néanmoins, des travaux ultérieurs pourraient modéliser le phénomène de pression au niveau du réseau de collecte et obtenir ainsi une fonction du diamètre, de la capacité et de la perte de charge, qui caractérisent l'écoulement du gaz brut. Cette approche a été largement abordée par Mc KEE [McK,1990].

De plus, nous pourrions approfondir notre étude en recherchant la localisation et les puissances maximales des différentes stations de recompression et de pompage à installer sur les réseaux d'expédition. Une approche succincte a été proposée dans (V-3-2-2) et pourrait être intégrée dans notre modèle de manière à obtenir une meilleure évaluation des coûts d'investissements et d'exploitation relatifs aux installations annexes aux réseaux de transport.

Le dimensionnement des différentes entités potentielles et existantes a été abordé, de par notre formulation linéaire, en considérant une approche "ensemble fini", c'est à dire en supposant des extensions de capacités pré-déterminées. Par manque d'outil de résolution assez performants, nous avons été contraints de considérer des capacités constantes en fonction du temps et de négliger ainsi la gestion temporelle des extensions. Néanmoins, il serait intéressant de comparer la planification des accroissements de capacité générée par notre modèle à celle développée par un modèle non-linéaire admettant les différentes extensions comme variables.

Lors de la détermination des variables stratégiques, de notre modèle, nous avons tenu compte seulement des paramètres et coefficients relatifs au développement et à l'exploitation des champs, en négligeant ceux relatifs aux réseaux de transport. De ce fait, il aurait été intéressant de voir, à ce niveau, l'impact qu'aurait l'éloignement d'un champ par rapport à Hassi R'Mel sur sa date de mise en exploitation. Ceci pourrait être réalisé en allouant aux coûts d'investissement et d'exploitation des pondérations proportionnelles à la distance les séparant de Hassi R'Mel.

Il ressort de la résolution que le comportement de notre système dépend de la priorité que l'on accorde aux différentes contraintes auxquelles il est soumis, notamment la contrainte budgétaire et celle de satisfaction de la demande. De ce fait, une approche en optimisation multicritères est nécessaires. Elle nous permettrait, entre autres, d'observer le comportement du système au critère sélectionné.

Enfin, il est à noter que la solution dépendant fortement de la solution initiale, nous pourrions, avant d'effectuer la résolution, estimer par des méthodes de simulation certains "input" du modèle que nous avons dû construire (la demande, par exemple) et ainsi affiner la solution.

## ANNEXES

(1) Carte du réseau de transport gazier.

(2) "présentation du modèle de dimensionnement de réseau proposé par BEALE":

Le système est constitué des liaisons (pipelines) dont les intersections, dites noeuds, peuvent représenter:

- des clients,
- des champs, ou encore
- des jonctions et manifolds (ie. jonctions reliant plus de deux canalisations).

L'approche considérée dans le modèle consiste à envisager un nombre fini de liaisons potentielles entre les différents noeuds. Pour chaque liaison, il existe un choix fini de diamètres générant des coûts particuliers.

Le système doit satisfaire à des contraintes de pression au niveau de chaque noeud. Celles-ci traduisent les bornes supérieures et inférieures au niveau des noeuds. Notons que si la pression au niveau d'un noeud est trop faible, l'installation d'une pompe est nécessaire.

\* Principe utilisé:

La relation entre le flux traversant la liaison i-j, la différence de pression  $\Delta p = p_i - p_j$  et le diamètre du pipeline est donnée par :

$$q_{ij} = F_{ij} \cdot d_{ij}^{\beta} \cdot (p_i - p_j)^{\alpha} \quad (1)$$

- où:  $q_{ij}$  est le flux allant de i vers j  
 $F_{ij}$  est une fonction de la distance entre 'i' et 'j'  
 $d_{ij}$  est le diamètre du pipe utilisé entre 'i' et 'j'  
 $p_i$  et  $p_j$  sont les pressions du fluide au niveau des noeuds 'i' et 'j' respectivement  
 $\alpha$  et  $\beta$  sont des constantes strictement positives.

3) Modèle développé: Soient les notations suivantes:

$P_i$  est la pression au niveau du noeud i

$T_i$  est la demande au niveau du noeud i

$q_{Eij}$  est le flux à travers la liaison existante i-j

$q_{Nij}$  est le flux à travers une nouvelle liaison i-j

$D_{ijk}$  = probabilité pour que k soit le diamètre sélectionné pour la liaison i-j

donc  $D_{ij0}$  = probabilité pour qu'aucune liaison nouvelle ne soit installée entre i et j

$\check{s}_i$  = probabilité pour qu'une pompe soit installée au niveau du noeud i

Soit alors le modèle:

$$\text{MIN} \quad \sum_{i,j,k} c_{Lijk} \cdot D_{ijk} + \sum_i c_i \cdot \check{s}_i \quad (2)$$

s.c

$$\sum_j q_{Eij} - \sum_j q_{Eji} + \sum_j q_{Nij} - \sum_j q_{Nji} = -T_i \quad (3)$$

$$P_{\text{mini}} \leq P_i \leq P_{\text{maxi}} + P_{\text{addi}} \cdot \check{S}_i \quad (4)$$

$$q_{Eij} \leq F_{Eij} \cdot \max[P_i - P_j, 0] \check{A} \quad (5)$$

$$q_{Eji} \geq -F_{Eji} \cdot \max[P_j - P_i, 0] \check{A} \quad (6)$$

$$q_{Nij} \leq \sum_k \delta_k F_{Nijk} \cdot D_{ijk} \cdot \max[P_i - P_j, 0] \quad (7)$$

$$q_{Nji} \geq \sum_k \delta_k F_{Nijk} \cdot D_{ijk} \cdot \max[P_j - P_i, 0] \quad (8)$$

$$\sum_k \delta_k D_{ijk} = 1, \text{ pour tous } i, j \quad (9)$$

- Taille du problème résultant:

En notant

I le nombre de noeuds,

E le nombre de liaisons existantes,

N le nombre de liaisons nouvelles, et

K le nombre de diamètres possibles,

nous obtenons:

Nombre de variables:  $3/2(I(I+1)) + N/2*(1+K)*(N-1) + E*(E-1)$

Nombre de contraintes:  $I/2*(3+I) + 2*(E+N)$

### (3) Réserves

Nous distinguons quatre catégories de réserves, selon les informations que nous avons, concernant le champ étudié:

- les réserves prouvées: ce sont les quantités d'hydrocarbures que l'on peut estimer récupérables avec une quasi certitude, à partir des données géologiques et techniques obtenues par les forages, aux conditions économiques et techniques actuelles.

- les réserves probables: ce sont les quantités d'hydrocarbures que l'on peut espérer récupérer de réservoirs connus mais avec une incertitude telle que l'on ne peut pas les classer dans la catégorie précédente.

- les réserves possibles: ce sont les quantités d'hydrocarbures que l'on peut espérer découvrir à partir de réservoirs aujourd'hui inconnus, et extraire aux conditions techniques et économiques envisageables pour les trente prochaines années.

- les réserves ultimes: correspondant à des réserves possibles aux conditions techniques et économiques envisageables sous des limites précises dans le temps.

Actuellement, ce qui est désigné par réserves récupérables correspond à 15 à 20% des réserves prouvées. Le partenariat SONATRACH - sociétés étrangères, devrait ce pourcentage à 35% des réserves prouvées. Dans ce cas, une actualisation des données utilisées sera nécessaire.

(4) Nous classerons les liaisons en trois catégories selon le fluide qu'elles transportent (Gaz sec, GPL, ou LGN). Les différents paramètres qui les caractérisent sont présentés dans les tableaux qui suivent:

a) Gazoducs existants:

n° de la liaison	Symbole	Diamètre en pouces	Longueur en Km	Capacité en milliards de m <sup>3</sup> /an	Capacité en milliards de m <sup>3</sup> /3ans
1	G01	48	549	17,6	52,8
2	G02	48	549	17,6	52,8
3	GZ3	40	507	15,4	46,2
4	GZ2	40	507	13,5	40,5
5	GZ1	40	507	13,5	40,5
6	GK1	40	573	13,5	40,5
7	GG1	42	436	7,10	21,3
8	GR1	42/48	961	5,07	15,21
9	GZ0	24/20	509	3,6	10,8

(Tableau V-3-2-1-a)

b) Oléoducs existants:

- Liaisons transportant du GPL

n° de la liaison	Symbole	Diamètre en pouces	Longueur en Km	Capacité en MT/an	Capacité en MT/3ans
11	LZ1	24	503	6	18
12	LNZ1	12	506	3,85	11,55

(Tableau V-3-2-5-b-GPL)

- Liaisons transportant du LGN:

n° de la liaison	Symbole	Diamètre en pouces	Longueur en Km	Capacité en MT/an	Capacité en MT/3ans
21	NZ1	28	506	21	63
22	NH2	30	518	21	63
23	NH1	8	306	18	54

(Tableau VI-3-1-b-LGN).

Remarque concernant la numérotation des liaisons:

- n°Y [ 1 - 10] -----> Il s'agit d'un gazoduc existant  
n°Y [ 11 - 20] -----> Il s'agit d'une liaison existante transportant du GPL  
n°Y [ 21 - 30] -----> Il s'agit d'une liaison existante transportant du LGN

c) caractéristiques des liaisons à construire (gazoducs):

n° de la liaison	Symbole	Diamètre en pouces	Longueur en km	Capacité en milliards de m <sup>3</sup> /an	Capacité en milliards de m <sup>3</sup> /3ans
101	Gduc ouest	48	503	16,5	49,5
102	GK2	42	573	7,20	21,6
103	GG2	42	436	7,10	21,3
104	GR2	48	536	5,50	16,5
105	GZ	48	536	5,50	16,5
106	OSSZ	42	430	3,5	10,5

Remarque concernant les liaisons potentielles:

n°[100-120] ----> Il s'agit d'un gazoduc dont la construction est prévue dans un futur proche.

(5) "approche theorique du transport des éléments gazeux"

$$c=F(P,D)= a+(f_1+f_2*P+f_3*P^2) \quad (113)$$

Prenons donc les éléments gazeux tels qu'ils sont (gaz brut et gaz sec), en admettant que la pression à la sortie est suffisante, et en acceptant au besoin de les détendre de manière à obtenir le maximum réglementaire comme pression gratuite à l'origine. Nous supposons que les pressions sont données par nécessité (pressions en tête de puits et à l'entrée des modules connues), et que les distances de transport sont prédéterminées dans la première partie. Dans ces conditions, d'après la formule de Panhandel [MAI,1967],

$$q_{ij}=F_{ij} * d_{ij}^{\beta} * (p_i-p_j)^{\alpha} \quad (114)$$

le diamètre d'une canalisation et donc son coût sont liés d'une manière directe au débit à assurer.

Notons au passage que, contrairement au transport de gaz brut, le transport de gaz sec peut se faire sur de longues distances et nécessite ainsi l'installation de stations de recompression.

Lors de l'évaluation des investissements relatifs au transport sur grandes distances, nous pouvons estimer, pour une première approximation que le coût de fournitures, de pose et d'équipement de la canalisation représente 80% du total et que le coût des stations de compression est de l'ordre de 15%, les autres dépenses (jonctions) se répartissent entre les 5% restants.

Ainsi, une détermination approximative du coût global d'un pipe d'expédition est [MAI,1967]:

$$\text{Coût total} = (\text{Coût relatif à l'achat + pose des canalisations}) / 0.8 \quad (115)$$

De par la relation (115), nous serons amenés, quel que soit le gaz transporté, à évaluer les coûts relatifs à l'achat et à la pose des canalisations, en considérant nos hypothèses de départ,

c'est-à-dire les pressions fixées par nécessité et les longueurs prédéterminées.

a) Coût du mètre linéaire de tube :

Nous pouvons, avec suffisamment de rigueur, écrire le coût du mètre linéaire du tube de diamètre D sous la forme suivante [MAI,1967]:

$$c_1 = a_1 + b_1 * D \quad (116)$$

b) Coût du mètre linéaire de pose:

Quant au volume de terre déplacé pour la pose, il est, par unité de longueur, proportionnel à la section de la tranchée, c'est-à-dire, très grossièrement au carré du diamètre du tube à poser. Ainsi, les coûts du mètre linéaire de la pose sont donnés suite à une étude de cas réels [MAI,1967] par:

$$c_2 = a_2 + b_2 * D^{1.5} \quad (117)$$

c) Coût total:

Le coût total est donné par [MAI,1967]:

$$CT = c_1 + c_2 = (a_1 + b_1 * D) + (a_2 + b_2 * D^{1.5}) \quad (118)$$

Il s'exprime donc de manière approximative sous la forme suivante [MAI,1967]:

$$CT = a + b * D^n \quad (119)$$

avec  $1.8 \leq n \leq 1.9$

Nous prendrons pour valeur moyenne de n,  $n = 1.85$

Ce coût est fonction du diamètre de la canalisation et non pas de sa capacité, facteur plus commode à manier.

Pour cela, il nous est nécessaire de déterminer la relation entre le diamètre de la canalisation et le débit à assurer. Ce lien est fourni par les conditions de "perte de charge".

En effet, l'étude de l'écoulement des fluides conduit à utiliser, entre deux points d'une canalisation, la notion de perte de charge quadratique ou différence des carrés des pressions entre ces deux points. Citons à titre d'exemple deux expressions décrivant le phénomène d'écoulement d'un gaz [MAI,1967]:

\* Formule de Renouard:  $p_i - p_j = \alpha L Q^{1.82} * D^{-4.82} \quad (120)$

\* Formule de Panhandel:  $p_i - p_j = \beta L Q^{1.8639} * D^{-4.8639} \quad (121)$

où

$p_i$  et  $p_j$  sont les pressions aux points i et j

L la distance entre i et j

Q le flux entre i et j

D le diamètre de la canalisation reliant i à j

$\alpha$  et  $\beta$  sont deux coefficients qui contiennent les facteurs du gaz transporté.

Ils s'expriment sous la forme  $k * T * \mu * Z * m * s * 1 / E$

où

k coefficient numérique

T température absolue du gaz

$\mu$  coefficient de frottement

Zm facteur de compressibilité moyen entre les pressions aux points i et j . Dans notre cas, ce facteur est constant, puisque les pressions sont fixées; sinon il devient variable égal à f(pi,pj).

s densité du gaz transporté

E coefficient d'écoulement

Intéressons nous au coût de l'installation d'une conduite qui représente la dépense la plus significative, dans les conditions qui sont:

- Les pressions sont imposées par le système
- Les coûts d'achat et pose des canalisations représentent la seule dépense de transport dans le cas de collecte de gaz brut (pas de stations de compression).

- Les coûts d'achat et de pose des canalisations représentent 80% de la dépense totale liée à l'expédition de gaz sec.

Rappelons que le coût d'achat et de pose des canalisations a été approximativement modélisé comme suit [MAI,1967],

$$C = F(L,D) = m L D^{1.85} \quad (122)$$

en négligeant les coûts (a) fixes et donc constants par rapport à D.

En approximant les expressions de la perte de charge, nous obtenons:

$$p_i - p_j = k L D Q^5 \quad (123)$$

Pour une perte de charge donnée, une expression approximative du coût de la conduite est donc, en fonction de la longueur et du débit:

$$C = K L^{1.37} * Q^{0.74} \quad (124)$$

Ce qui nous donne par unité de flux:

$$C' = C/Q = K L^{1.37} * Q^{-0.26} \quad (125)$$

Cette tentative de modélisation des coûts des canalisations directement en fonction des flux présente un avantage et un inconvénient:

- avantage: elle nous permet de lier directement le flux au coût des canalisations sans poser le problème du dimensionnement.

- inconvénient: elle induit une non-linéarité au niveau de la fonction objective vu:

. le produit  
{coût de la liaison}\*

{variable de décision concernant la liaison}

équivalent à:

{flux à travers la liaison}\*

{variable de décision concernant la liaison}

. et l'expression:  
{flux}<sup>0.74</sup>

Le dimensionnement des liaisons s'effectue de la même manière que celui des modules.



Le coût du mètre linéaire d'une canalisation de diamètre D est [MAI,1967]:

$$C = a + b * D^{1.85} \quad (126)$$

Le terme constant étant généralement négligeable, nous obtenons:

$$C / D^{1.85} = \text{cst} \quad (127)$$

Connaissant le coût C' du mètre linéaire d'une canalisation de diamètre D' connu, nous obtenons:

$$C = C' * D^{1.85} / D'^{1.85} \quad (128)$$

Certaines abaques permettent, en considérant des vitesses maximales tolérables de l'ordre de 7 à 10 m/s, de lier, de manière empirique le diamètre D d'une canalisation de diamètre D à sa capacité respective. Ainsi, il sera possible d'établir une relation, bien qu'approximative, entre la capacité d'une liaison et son coût d'achat et d'installation.

d) Répartition temporelle des investissements:

Nous considérerons une cadence moyenne d'avancée des travaux se situant dans la plage suivante: [1,1.10] Km/jour pour tout traçant, ce qui correspond à un rythme de [365,401.5] Km/an

Pour notre système, les longueurs des différents tronçons étant inférieures à 1200 Km, les investissements qui les concernent vont se concentrer dans la période précédant la mise en exploitation des canalisations.

e) Introduction des stations de recompression:

La recompression est un phénomène qui s'impose lorsque le transport d'un fluide sous forme gazeuse s'effectue au-delà d'une certaine distance pour laquelle la perte de charge devient critique.

Comme le coût des pompes biphasiques (cas du transport du gaz brut) est très important, nous n'étudierons bien que succinctement, l'installation des stations de recompression que pour le réseau d'expédition du gaz sec.

En supposant une pression initiale P', plus on se déplace le long de la canalisation, plus la perte de charge s'accroît et donc, plus la pression locale diminue. Le fluide transporté peut alors atteindre une pression critique pour laquelle des composants liquides apparaissent. Ces derniers peuvent former un "bouchon", ce qui augmente localement la pression jusqu'à provoquer un éclatement de pipe.

Ainsi, vu l'importance du phénomène, et par souci d'améliorer le traitement de notre problème, il nous semble judicieux d'apporter notre contribution en proposant ce qui suit [MAI,1967]:

Dans l'étude du positionnement des stations de recompression sur un tronçon, il faut prendre en considération les conditions suivantes:

- Le diamètre des canalisations doit être le même sur toute la longueur du transport.

- Les stations de recompression doivent être équidistantes.

- La pression de refoulement de chaque station doit être au niveau de la pression initiale P'.

- La pression d'aspiration doit être la même pour toutes les stations.

Ainsi, le problème revient à transporter un flux donné  $Q'$  avec une pression initiale  $P'$ .

Ce problème est à trois (3) variables:

- le diamètre  $D$  de la canalisation
- la distance  $l$  qui sépare deux stations consécutives
- la pression d'aspiration  $p$ , ou si l'on préfère, le taux de compression  $t=P'/p$ .

Les tronçons étant tous de même longueur  $l$  et de même diamètre  $D$ , il suffit d'écrire que les dépenses relatives à l'un d'eux sont minimales.

Il est aisé de voir que la dépense liée à la canalisation s'exprime par:

$$l * f(D) \quad (129)$$

et les dépenses de recompression par:

$$Q' * g(t) \quad (130)$$

- plus le flux (ou le taux de recompression) est important, plus les coûts sont importants.

Ainsi, nous avons à minimiser:

$$\text{MIN } l * f(D) + Q' * g(t) \quad (131)$$

sous la contrainte de perte de charge, écrite sous forme simplifiée [MAI,1967]:

$$P' - p = k l Q' D^{-5} \quad (132)$$

$$\text{c'est-à-dire } P' (1 - 1/t) = k l Q' D^{-5} \quad (133)$$

La résolution du problème obtenu requiert bien sûr un outil de résolution de problèmes non linéaires.

Notons que pour le dernier tronçon, c'est-à-dire celui qui aboutit au point de destination, nous avons à prévoir un simple poste de détente ou un stockage sous pression dont le coût supposé constant n'agit pas sur notre fonction objective.

Ainsi, si la distance sur laquelle doit être transporté notre fluide est  $L$ , le nombre de stations de recompression nécessaires est inférieur ou égal à  $(L/l) - 1$

Nous obtiendrons ainsi une estimation plus précise des coûts associés aux stations vu qu'ils vont dépendre, à première vue, de:

- la puissance développée par chaque station, et de
  - leur localisation,
- paramètres qui devraient être déterminés lors de la résolution du modèle non linéaire cité ci-dessus.

Transport des éléments liquides :

Nous considérerons que les coûts des stations de pompage contribuent à 15% dans le coût global des installations d'expédition [MAI,1967]. De ce fait, nous aurons tout simplement à évaluer les coûts associés aux canalisations et poser:

$$\{\text{coût d'investissement global}\} = \{\text{coûts associés aux canalisations}\} / 0.85 \quad (134)$$

Comme pour le transport des éléments gazeux, nous écrirons :  
 $C = m * D^{1.8}$  (135)

En connaissant pour chaque produit (LGN ou GPL) le coût  $C'$  par unité de longueur d'un pipeline de diamètre  $D'$  connu, nous poserons la relation:

$$C = C' * D^{1.8} / D'^{1.8} \quad (136)$$

En utilisant les vitesses d'écoulement maximales tolérables, nous pourrions alors lier capacité à diamètre et ainsi, capacité et coût.

Le dimensionnement du réseau s'effectue de la même manière que celui des modules.

(6) La protection cathodique des tubes consiste à envoyer un courant électrique le long du pipe dans le but de réduire la corrosion de la paroi externe des canalisations.

(7) On désigne par ouvrages concentrés toutes les opérations d'évacuation telles les purges et les torchages.

(8) Il s'agit de dispositifs de mesure et de contrôle de paramètres tels la pression, le débit et l'étanchéité des tubes.

(9) Le traitement du gaz naturel en surface:  
Les hydrocarbures, qu'il s'agisse du pétrole ou du gaz "sortent" souvent des puits sous la forme d'un mélange liquide/gaz accompagné d'impuretés telles que l'eau, le sel et le sable. Les hydrocarbures sont collectés par des conduites et évacués vers un centre de traitement appelé généralement centre de production. Le traitement comporte, d'une part une élimination aussi complète que possible des impuretés, et d'autre part une séparation du gaz brut en une phase liquide et une phase gazeuse. La phase liquide pourrait être par la suite séparée en GPL et LGN (cas d'unités performantes).

(10) Structures de traitement existantes:

\* ALRAR: Un module de traitement y est en fonctionnement.

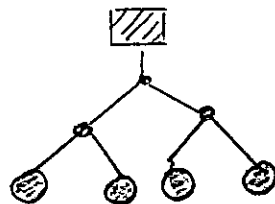
\* RHOURDE NOUSS: Un module de traitement y est également en fonctionnement.




\* HASSI R'MEL : cinq (05) modules sont actuellement en fonctionnement dans cette région. Ce qui représente une capacité de traitement relativement importante et avantageuse pour le traitement du gaz brut en provenance de champs voisins tels HASSI R'MEL SUD. (Ceci est peut être moins coûteux que de réaliser l'installation d'un module au niveau de chaque champ périphérique).

Ceci dit, si l'acheminement du gaz brut, à partir de champs plus éloignés, vers HASSI R'MEL est matériellement réalisable et rentable, et si par contre l'installation d'un nouveau module de traitement s'avère onéreuse, ces champs peuvent de la même manière tirer profit des infrastructures de production offertes par HASSI R'MEL.

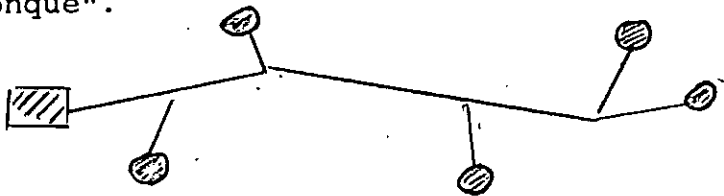
(11) Un algorithme est dit efficace si le comportement du temps de calcul, lorsque la taille du problème varie, est polynomial.




(12) Fig.1 "représentation du réseau par paliers".



 Sources  
 Sanctions  
 Destination

(12) Fig.2 "représentation du réseau en arborescence quelconque".



 Sources  
 Sanctions  
 Destination

(13) [EUR,1987]: EUREKA version 1.0 a été créé en 1987. Cet outil de résolution non linéaire présente l'inconvénient majeur de ne considérer qu'une trentaine de contraintes.

(14) [LIN,1989]: l'outil de résolution LINDO version étudiant a été développé par le LINDO SYSTEMS en 1989. Il résout plusieurs types de problèmes parmi lesquels nous citerons: les problèmes linéaires, les problèmes quadratiques et les problèmes en nombres entiers.

Il dispose d'une capacité maximale de 3000 éléments (coefficients), 60 contraintes, et de 120 variables parmi lesquelles nous dénombrons 100 variables binaires.

(15) [LIN,1988]: l'outil de résolution LINGO a été développé par le LINDO SYSTEMS en 1988 pour pouvoir résoudre des problèmes linéaires en nombres entiers, mais sa capacité est limitée.

(16) [GIN,1984]: la version étudiant du GINO, "General Interactive Optimizer", a été développé par LESDON Léon, WARREN Allan, et LINDO SYSTEMS INC. en 1984. Elle permet de résoudre les problèmes non linéaires mais présente l'inconvénient majeur de ne considérer que 30 contraintes et 50 variables.

(17) [MIN,1983]: l'outil de résolution Minos version 5.0 a été développé par MURTAGH Bruce A. et SAUNDERS Michel A. du département de recherche opérationnelle de l'université de STANFORD en 1983.

(18) Fig.1: "configuration du réseau générée après la résolution par MINOS".

(19) Fig.2: "amélioration de la solution obtenue de manière à diminuer la longueur totale du réseau".

(20) Fig.3: "amélioration de la Fig.2 en minimisant le nombre d'entités potentielles".

(21) Fig.1 "dimensionnement des différentes entités potentielles".

(22) "répartition des dépenses et des recettes totales réalisées pendant les 9 années d'observation".

**DEPENSES D'INVESTISSEMENT:**

champs:	2.301 10 <sup>9</sup>	US\$.
modules:	1.549 10 <sup>9</sup>	US\$.
expéditions et collectes:	1.279 10 <sup>9</sup>	US\$.

**DEPENSES D'EXPLOITATION:**

champs:	1.035 10 <sup>9</sup>	US\$.
modules:	0.697 10 <sup>9</sup>	US\$.
expéditions et collectes:	0.345 10 <sup>9</sup>	US\$.

**TOTAL DEPENSES:** 7.207 10<sup>9</sup> US\$.

**TOTAL RECETTES:** 11.258 10<sup>9</sup> US\$.

Part des différents produits:

Gaz sec:	69%
GPL:	16%
LGN:	15%

**CASH-FLOW BRUT ACTUALISE** 4.051 10<sup>9</sup> US\$.

(23) Des travaux, concernant le processus simplifié de l'évidement d'un réservoir [McK,1990], nous tirons l'expression suivante:

$$Q = P * v * [1 - (P'/P)(1/\bar{S})] / (Z * R * T) \quad (14)$$

où

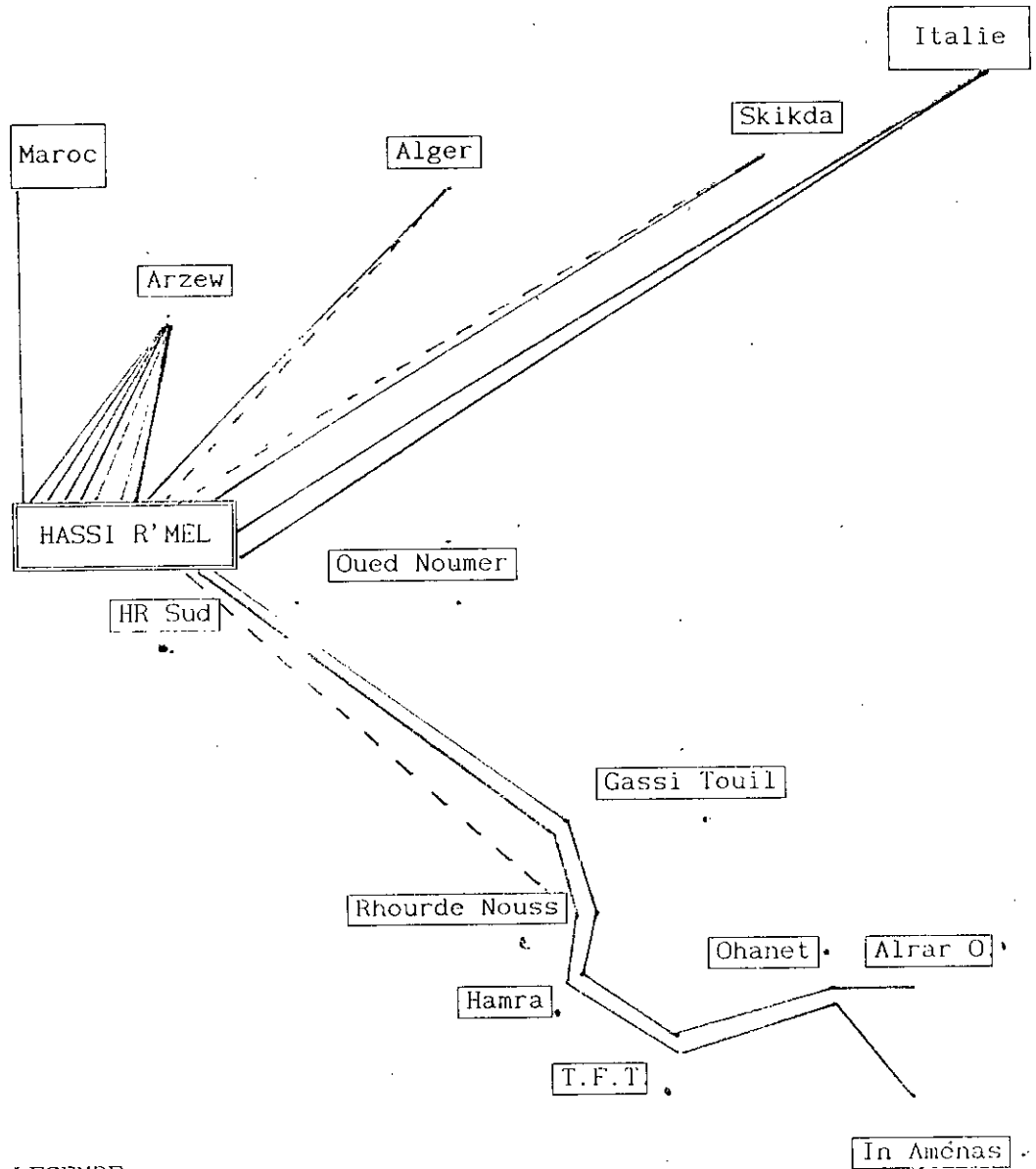
Q est la quantité extraite quand la pression du système est P',  
v est le volume du réservoir,  
P et P' correspondent aux pressions initiales et finales du réservoir,  
 $\bar{S}$  un est un coefficient fixé,  
R est la constante des gaz parfaits, et enfin  
T est la température en (°K) du réservoir.

Cette formule liant la masse extraite Q à la pression finale du réservoir P' est non linéaire par rapport aux pressions. Cette non linéarité apparaît aussi en liant le flux à travers une liaison à la variation de pression à ses extrémités. En effet, le flux à travers une liaison n est obtenu par la formule:

$$Q(i,j) = F(i,j) * d(i,j)^\beta * [P(i) - P(j)]^{\bar{A}} \quad (15)$$

où: Q(i,j): flux dans la liaison i-j,  
F(i,j): fonction de la distance i-j,  
d(i,j): diamètre de la liaison considérée,  
P(i) : pression au noeud i, et enfin  
 $\bar{A}$  et  $\beta$  deux constantes prédéterminées [SAN,1990].

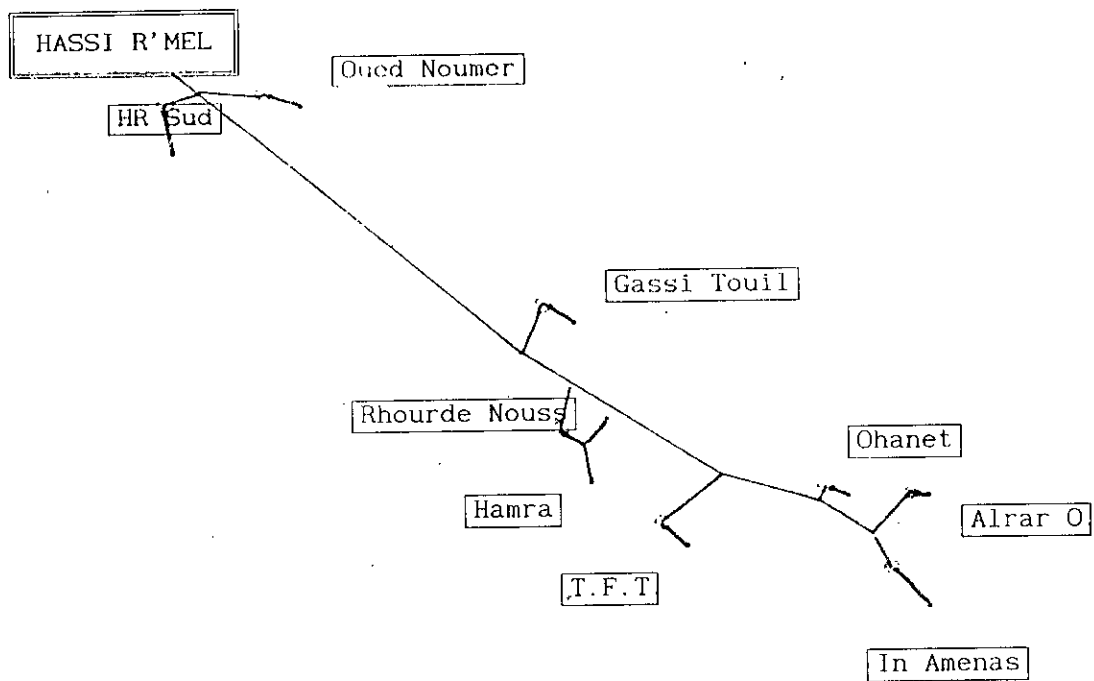
Carte du reseau de transport gazier



LEGENDE:

- Gazoduc existant
- Oleoduc GPL existant
- Oleoduc LGN existant
- Gazoduc en projet de construction

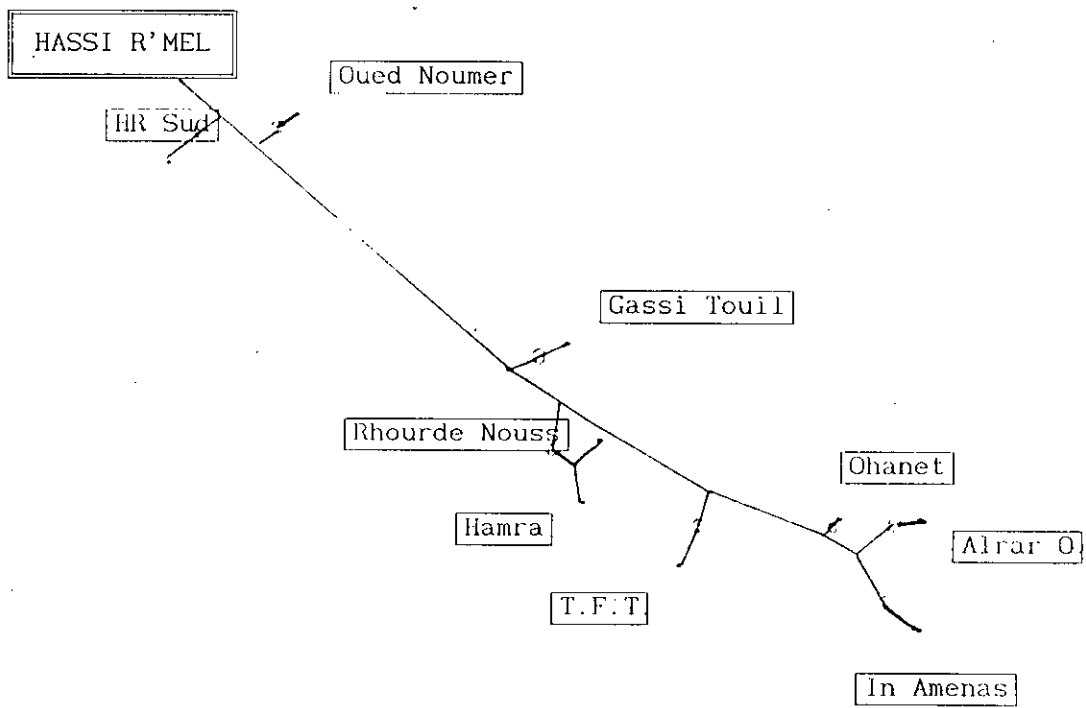
Configuration du reseau genere apres resolution par MINOS



LEGENDE :

- reseau de collecte
- reseau de distribution
- o unite de traitement

Amelioration de la solution obtenue de maniere  
a diminuer la longueur totale du reseau

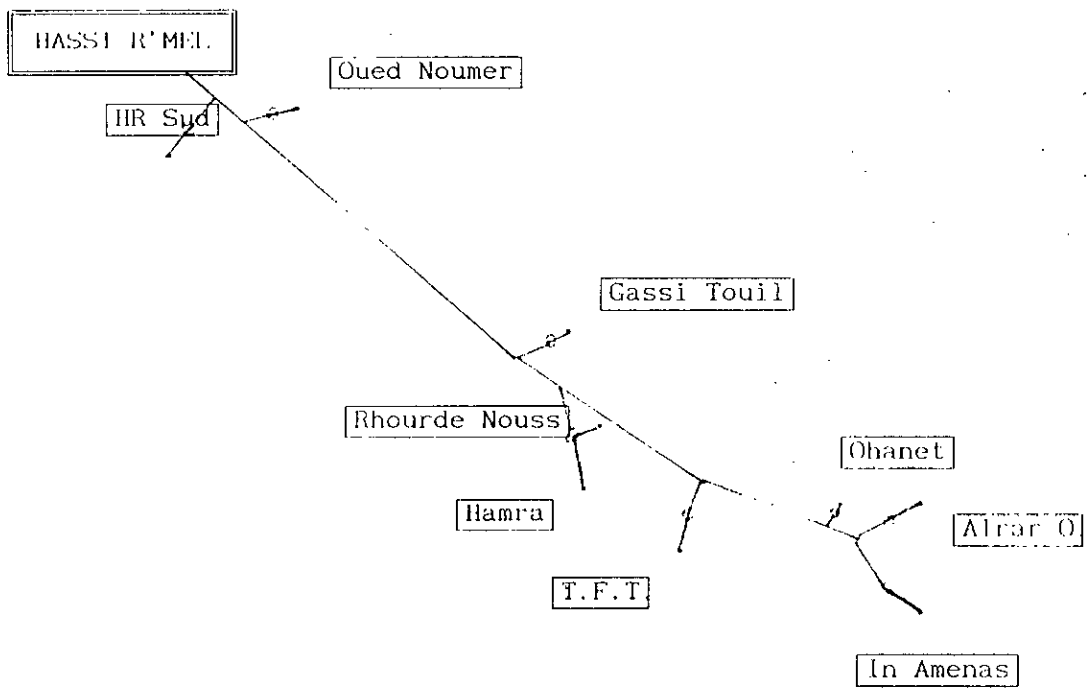


LEGENDE:

- reseau de collecte
- reseau de distribution
- o unite de traitement



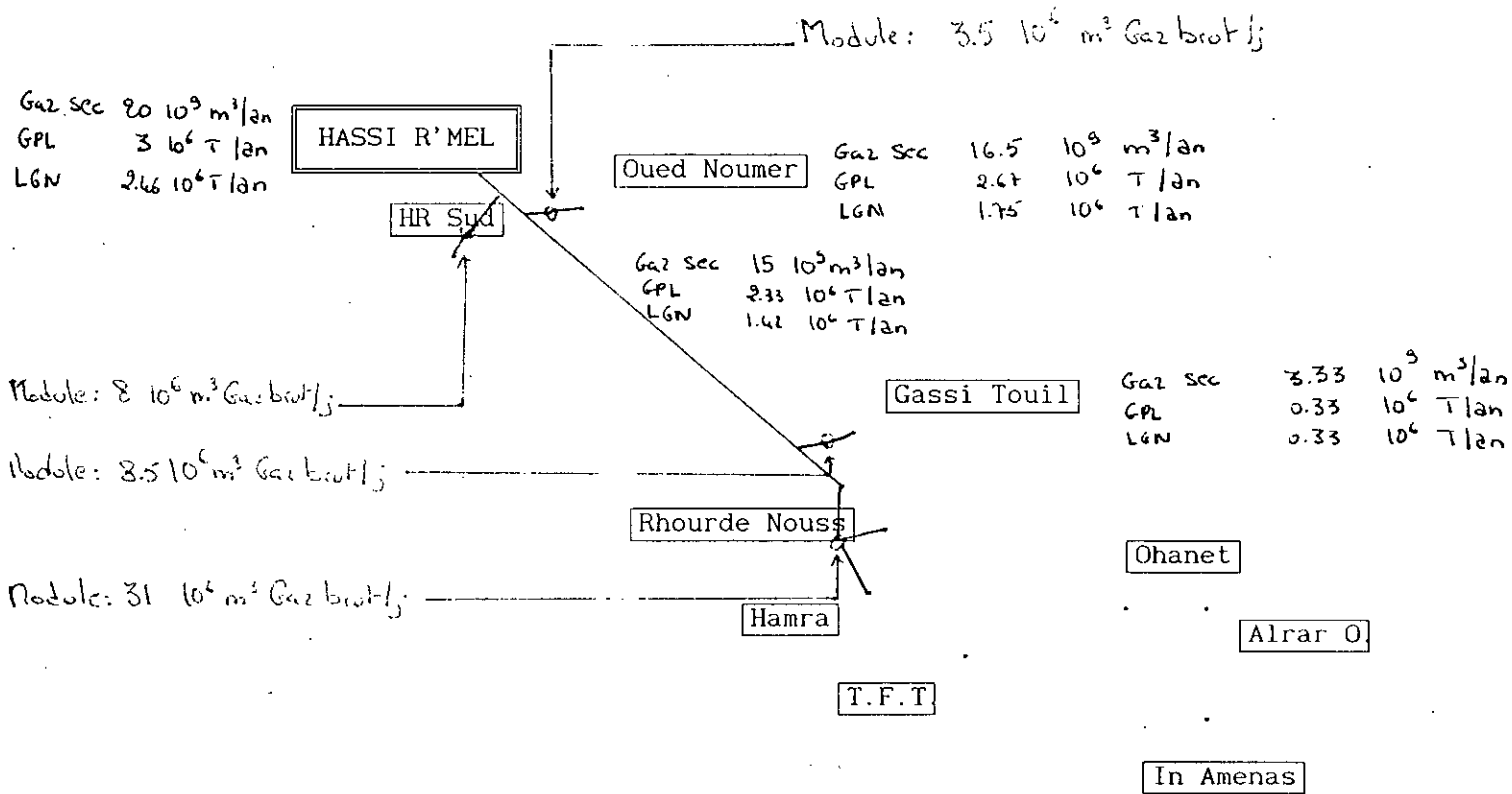
Amelioration de la solution obtenue en fig.2  
en minimisant le nombre d'entites potentielles



LEGENDE:

- reseau de collecte
- reseau de distribution
- o unite de traitement

Capacite du reseau genere



LEGENDE:

- reseau de collecte
- reseau de distribution
- o unite de traitement

## BIBLIOGRAPHIE

- (1) [EIL,1970] "Distribution management, mathematical modelling and practical analysis", Samuel EILON, C.D.T. WATSON-GANDY, Nicos CHRISTOFIDES.
- (2) [KUH,1963] KUHEN et HAMBURGER "Heuristic program for location warehouses", mgmt. Sct.9 No.4 643-66
- (3) [FEL,1968] FELDMAN E.,LEHRER F.A. et RAY T.L. "Warehouse location under continuous economies of scale". Mgmt.Sci.12,no.9,670-84 (1966).
- (4) [SUM,1968] SUSSAMS,J.E. "Some problems associated with the distribution of consumer products" Opt.Res.Q.,19,No.2,161-74 (1968).
- (5) [MIC,1985]: "Un modèle de programmation mathématique pour le développement des champs de pétrole et le réseau de transport approprié". Ce projet a été effectué par le Christian MICHELSEN Institute en Norvège pendant la période 1985-1987.
- (6) [LIM,1987]: "Optimisation of a gaz handling compression and transmission system in Venezuela" , réalisé par Eduardo J.Lima et Ender Corona en 1987.
- (7) [SLIP,1987] "Simulator Linear of Oil Infrastructure", initié par "Venezuelan- German Technology".
- (8) [BEA,1975]: "Optimisation de l'extension d'un réseau de pipelines" OR. Vol.26.No'3. Cette étude a été effectuée par E.M.L. BEALE et s'insère dans son article:"quelques utilisations de la programmation mathématique pour résoudre des problèmes qui ne sont pas linéaires.
- (9) [MAI,1967] "L'économie de l'énergie" de Yves Mainguy, Ed Dunod.
- (10) [McK,1990] McKEE,R."Simplified Blowdown" Applied physics division, Southwest Research Insitute, San Antonio, Texas (1990).
- (11) [WOL,1962] WOLFE,P. "the reduced gradient method", unpublished manuscript, RAND corporation, (1962).
- (12) [DAV,1959] DAVIDSON, W.C. "Variable matrix lethod for minimization", A.E.C Res. and Develop/. Report ANL-5990, Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois.