

**ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE**

Département : GENIE INDUSTRIEL

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

**Pour l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat**

Spécialité : **GENIE INDUSTRIEL**

**THEME :**

**CONTRIBUTION A L'ELABORATION D'UN  
MODELE MATHEMATIQUE  
D'EXPLOITATION D'UN CHAMP  
PETROLIER**

**APPLICATION : Sonatrach**

Proposé par :

Mr Harizi

Etudié par :

S.Benfredj  
S.Bousseksou

Dirigé par :

O.Belmokhtar

ENP 10, Avenue HASSEN BADI-EL HARRACH-ALGER

**PROMOTION 1995**

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

**ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE**

Département : **GENIE INDUSTRIEL**

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

Pour l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat

Spécialité : **GENIE INDUSTRIEL**

**THEME :**

**CONTRIBUTION A L'ELABORATION D'UN  
MODELE MATHEMATIQUE  
D'EXPLOITATION D'UN CHAMP  
PETROLIER**

APPLICATION : **Sonatrach**

Proposé par :

Mr Harizi

Etudié par :

S.Benfredj  
S.Bousseksou

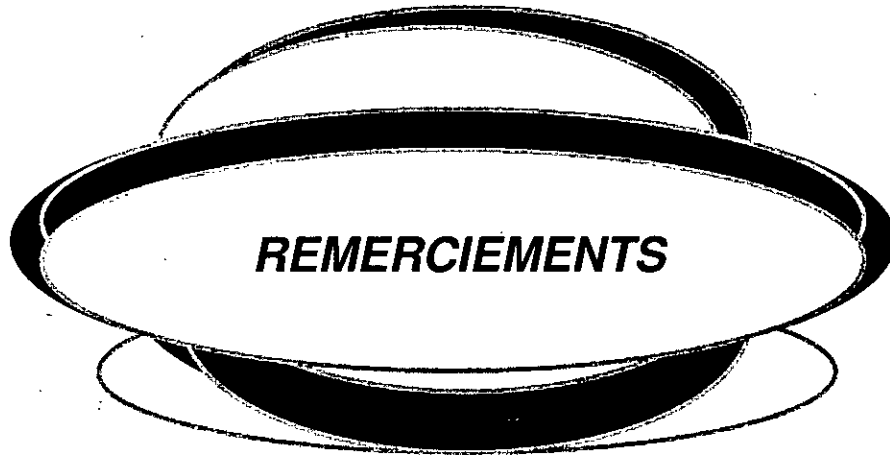
Dirigé par :

O.Belmokhtar

ENP 10, Avenue HASSEN BADI-EL HARRACH-ALGER

**PROMOTION 1995**

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique



# REMERCIEMENT

GRACE ET LOUANGES  
A NOTRE SEIGNEUR  
POUR SON AIDE  
DANS NOTRE TRAVAIL

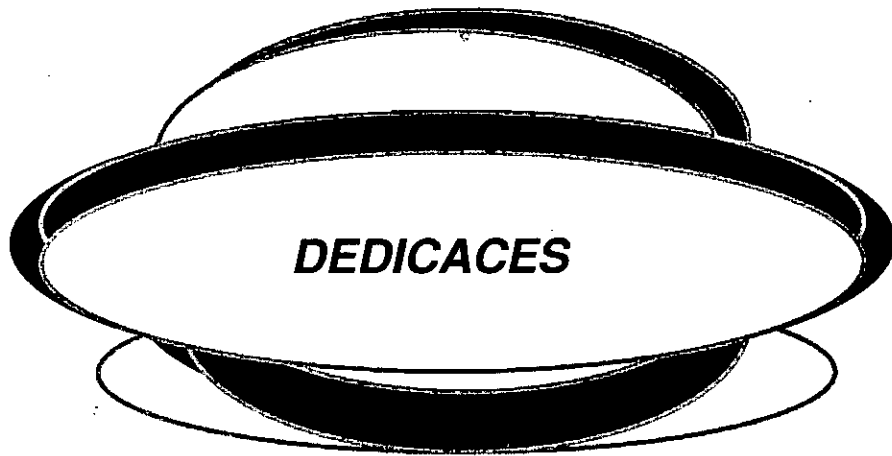
Nous adressons nos sincères remerciements à notre promotrice  
M<sup>me</sup> **O.BELMOKHTAR** pour son entière disponibilité, ses conseils et ses orientations.

- Nous remercions également M<sup>r</sup> **HARIZI** Directeur de la division.PED, pour nous avoir proposé le sujet, ainsi que - M<sup>r</sup> **MAZIGHI** notre encadreur .

Enfin, Nous tenons à remercier toute personne ayant contribué de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail Nous citons notamment :

**M<sup>r</sup> HAMDINE, M<sup>r</sup> KHIATI, M<sup>r</sup> LEBSIR, M<sup>r</sup> IZEM, M<sup>r</sup> DJOUMADI, M<sup>r</sup> HARHAD, M<sup>r</sup> OUBETROUNE, M<sup>r</sup> BOUMAZA, M<sup>r</sup> ATBI,.....**, pour leur aide morale et materiel., sans oublier les personnes sollicitées en divers lieux durant notre stage., comme M<sup>r</sup> **KHABRI** enseignant à l'INH, pour son aide et sa bienveillance à la réalisation de notre travail, ainsi que tous les Professeurs qui ont contribué à notre formation.

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique





المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

**Je dédie ce modeste travail :**

- **A ma très Chère Mère**  
à qui j'exprime toute ma gratitude pour le soutien morale et materiel,  
pour ses encouragements durant toute ma scolarité .
- **A ma chère Soeur SABRINA**, que je remercie pour tous les conseils qu'elle m'a  
donnés .
- A ma très chère amie SALIMA** ,que je remercie pour la patience dont elle a fait  
preuve à mon égard..
- **A toute ma famille**
- **A tous mes Amis(es)**





المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

**Ce travail modeste est dédié à :**

**- Mes Chers Parents .**  
vous qui avaient été à mes côtés pour me soutenir, m'encourager sans jamais m'abandonner, ce travail représente une somme d'efforts que j'ai consentis grâce à vous .

**- A la memoire de mes grands parents et ma grande mère**

**- A mes Frères: HOCINE, AHCENE, ABDELLAH**  
**- A mes Soeurs: OUIZA, SAMIA, NAIMA, LEILA .**

**- A mon Beau Frère RACHID .**

**- A mon Neveu et Nièces: OUALID, AMINA, SARA .**  
**- A toute la famille**

**- A toutes mes Amies particulièrement de L'USTHB .**

**- A SAMIRA**



# **SOMMAIRE**

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

INTRODUCTION	1
Problématique	2
Présentation générale du mémoire	5
<b><u>Chapitre I</u></b> : Présentation de l'organisme d'accueil	6
I.1 - Présentation de la SONATRACH	6
I.2 - Organisation de SONATRACH	7
I.3 - Présentation du champ de Zarzaitine	8
<b><u>Chapitre II</u></b> : Généralités sur les techniques de production	11
II.1 - Notion sur le gisement	11
1.1 - La structure d'un gisement de pétrole	11
1.2 - Définition d'un réservoir	11
1.3 - Les puits	11
1.4- Connaître le gisement.	12
II.2 - Réseau de collecte	13
2.1 - Liaisons individuelles	14
2.2 - Liaisons par collecteurs	14
2.3 - Autres types de réseau de collecte.	16
II.3 - Centre de traitement.	16
<b><u>Chapitre III</u></b> : Description du système	18
III.2. Description du réseau existant	18
2.1 - Les centres de séparation	18
2.2 - Les collecteurs d'évacuation	21
2.3 - Le centre de stockage.	22
III.3 - Les contraintes liées au système	23



**Chapitre IV : Modélisation du processus de production 26**

Introduction	26
IV.1. Présentation du modèle	27
1.1- Les variables du modèle	27
1.2- Définition des contraintes du modèle	28
1.3- Présentation de la fonction objectif	28
IV.2- Formulation mathématique du modèle	29
2.1- Notations des variables	29
2.2- Les contraintes du modèle	30
2.3- la fonction objectif	43
IV.3- Caractéristiques du modèle	45
3.1- Nature du modèle	46
3.2- Complexité du modèle	46
3.3- Objectif du modèle	47
3.4- Apport du modèle	47
IV.4- Autre objectif du modèle	47

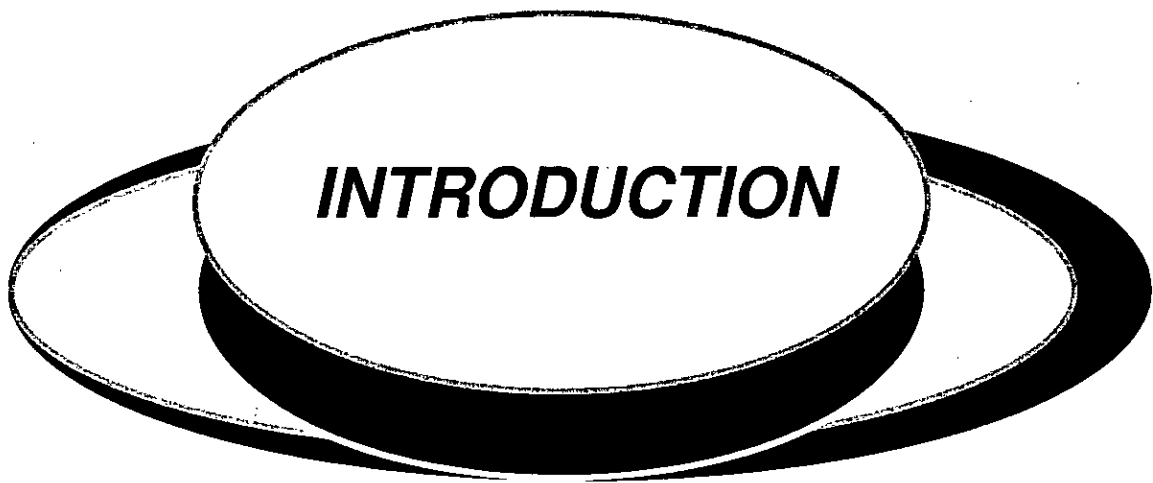
**Chapitre V - Mise en oeuvre du modèle 49**

V.1- Le modèle testé .	49
V.2- Particularité du modèle	51
V.3- Application	52
V.4- Introduction des données	54
V.5- Interface utilisateur du modèle	56
V.6- Interprétation des résultats obtenues	60

**Chapitre VI - Extension du modèle. 66**

VI.1- Extension manifold	66
VI.1- Extension du centre de stockage	68

<b>CONCLUSION</b>	72
<b>ANNEXES</b>	
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	



***INTRODUCTION***

## INTRODUCTION GENERALE

**L'**exploitation du pétrole constitue au même titre que celle du gaz l'une des principales sources de devises pour l'état . Une prévision de la production sur de nombreuses années est nécessaire . Celle-ci paraît difficile vu la complexité d'exploitation des gisements pétroliers .

**I**l y aura donc un choix à faire quant au schéma de développement qui est une démarche à la fois technique et économique . Il constitue un problème d'optimisation dont la solution devrait conduire à son tour à un schéma de production le plus approprié de façon à maximiser les bénéfices réalisés par la société . [MASS.80]

**La** Division **PED** (Pétroleum Engineering Développement), a pour mission la conception de projets d'exploitation et de développement des champs pétroliers pour optimiser la récupération des hydrocarbures.

**P**our atteindre ces objectifs, le **PED** utilise des modèles de simulation <sup>1</sup> [COS.88], qui reproduisent l'architecture du réservoir et ses mécanismes de drainages ainsi que la productivité des puits.

**D**ans cette perspective, notre étude a pour objectif l'établissement d'un modèle d'organisation de la production d'un champ nommé «ZARZAITINE» situé à IN-AMENAS, près de la frontière libyenne.

**A**vant d'aborder en détails les différents points du présent travail, il convient de formuler avec précision la problématique :

---

<sup>1</sup> voir Annexe (1): Les Modèles de simulation.

## PROBLEMATIQUE

**A**près la découverte d'une accumulation d'hydrocarbures (huile, gaz), suivie d'éventuels tests d'appréciations relatifs aux puits, intervient la décision de développer ou non le gisement.

**C**e choix nécessite déjà une bonne connaissance du gisement tant du point de vue des réserves en place que du schéma architectural du réservoir, qui conditionnent tout deux le mode de développement .

**I**l importe donc d'obtenir au plus tôt le maximum de renseignements, une fois décidée l'exploitation du champ, la bonne connaissance du gisement demeure tout aussi importante et doit même être affinée au fur et à mesure des forages pour déboucher sur un schéma architectural aussi précis que possible, il servira de base aux études d'exploitation qui font de plus en plus appel à des modèles mathématiques très élaborés dans lesquels il importe d'injecter des données les plus sûres possible . [MASS.80]

**C**onsécutivement à une découverte confirmée d'un gisement, l'exploitation est mise en oeuvre ; celle-ci peut être décrite comme étant l'ensemble des opérations qui permettent d'extraire la plus grande partie possible des réserves, de collecter les produits et les rendre aptes à la livraison aux clients ; les stocker s'il y a lieu, et enfin de les expédier vers une destination déterminée.

**L'**exploitation comporte deux phases de durée inégale :

1 - La mise en exploitation : qui est en général qualifiée de développement qui comporte :

- le forage des puits de production,

- leur mise en production,
- leur équipement et simultanément la création de toutes les installations nécessaires à l'exploitation : réseau de canalisations, traitement de la production, stockage, expédition, moyens d'entretien .

**C**ette première phase suivant l'importance du gisement et sa situation géographique, peut durer de trois à six ans .

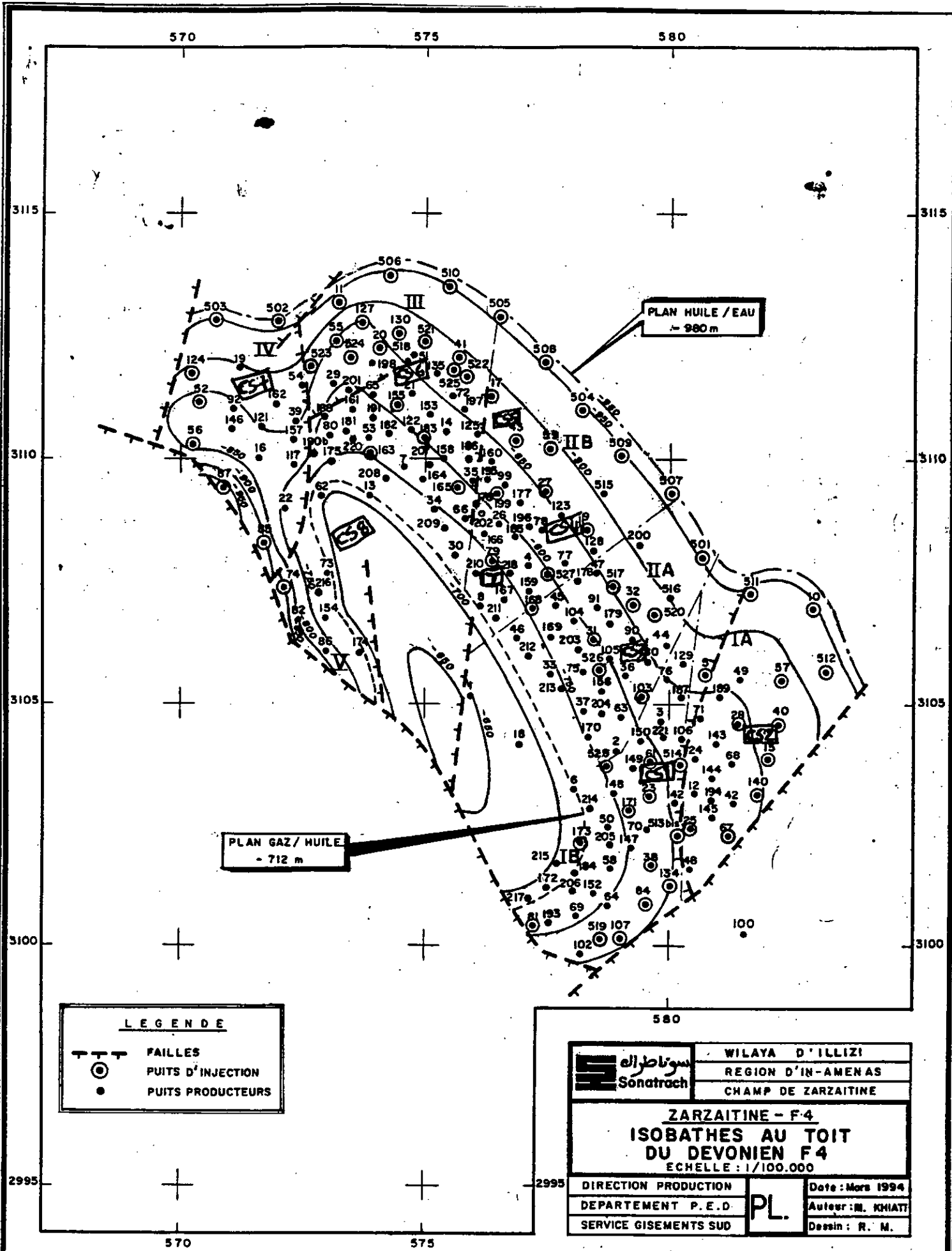
2 - La deuxième phase est celle de l'exploitation proprement dite qui peut durer 10, 20, 30 ans suivant l'état des techniques d'exploitation et des conditions économiques .

**D**urant cette période des interventions dans les puits sont nécessaires : mesures périodiques au fond des puits, modification de l'équipement intérieur des puits...etc . [CRT.75]

**I**l apparaît clairement que l'exploitation d'un champ pétrolier s'avère une activité importante qui fait intervenir des facteurs divers rendant le processus de production complexe et plein d'aléas ; d'où la nécessité de concevoir un outil d'aide à la décision permettant de mieux contrôler les variables qui agissent sur le système.

**D**ans cette optique nous nous proposons de contribuer à la mise en oeuvre d'un modèle d'organisation du processus de production à partir des installations existantes cela veut dire que nous allons considérer l'ensemble formé par les puits, les centres de séparation et le centre de stockage considéré comme étape finale dans notre système.(fig a) .

FIG .a : Localisation géographique des puits et des centres.



LEGENDE	
---	FAILLES
⊙	PUITS D'INJECTION
●	PUITS PRODUCTEURS

 Wilaya d'ILLIZI REGION D'IN-AMENAS CHAMP DE ZARZAITINE	580	
	ZARZAITINE - F4 ISOBATHES AU TOIT DU DEVONNIEN F4 ECHELLE : 1/100.000	
DIRECTION PRODUCTION DEPARTEMENT P.E.D SERVICE GISEMENTS SUD	PL	Date : Mars 1994 Auteur : M. KHATTI Dessin : R. M.

**C**e dernier comprend huit centres de séparation reliés entre eux par un réseau de collectes. Le produit de ces différents centres dits aussi réservoirs, sera acheminé vers le centre de stockage .

**C**es réservoirs diffèrent en capacité, en état de développement, en coût d'exploitation, en nombre de puits et en valeur du produit, gérer un tel système s'avère compliqué par l'interaction de plusieurs contraintes qui sont liées au :

- ◆ l'état des réservoirs : c'est à dire de leurs réserves en place dont la capacité de production,
- ◆ l'état du système de collecte : c'est à dire de sa capacité à acheminer le produit,
- ◆ le budget pour les investissements concernant la réalisation des projets de développement liés aux nouveaux forages d'une part, et d'autre part à l'augmentation des capacités de production due à la mise en service de certains réservoirs qui ne sont pas encore reliés au réseau et cela par l'extension de nouvelles lignes . [ARO1.62]

**A**près la mise en oeuvre du modèle, celui-ci devrait pouvoir déterminer :

- les quantités optimales à produire,
- le nombre optimale de puits à forer,
- le nombre de puits à fermer,
- la valeur des capacités à ajouter au système .

**F**inalement, le modèle devrait nous conduire à la meilleure combinaison qui permettrait l'utilisation optimale des moyens de production et des ressources nécessaires pour la bonne marche du processus de production . Il serait donc un moyen de planification des projets d'extensions futures .

## **PRESENTATION GENERALE DU MEMOIRE**

**D**ans le but de faciliter au lecteur la compréhension de notre étude, nous avons structuré notre mémoire comme suit :

**Le chapitre I** donne une présentation de la société **SONATRACH** suivie d'une description géographique du gisement .

**Le chapitre II** présente les termes techniques concernant la production, il s'adresse plus particulièrement à ceux qui n'ont pas eu l'occasion de s'intéresser au domaine de la production des hydrocarbures .

**Le chapitre III** décrit le système à optimiser ainsi que les contraintes qui lui sont liées .

**Le chapitre IV** sera consacré à la présentation et à la formulation mathématique du modèle . A ce niveau, on va identifier les variables du modèle, les contraintes agissant sur le système et enfin nous présenterons la fonction objectif . Nous présenterons également un autre objectif du modèle qui se base sur l'application de ce dernier sur d'autres variantes .

**Le chapitre V** verra l'application du modèle testé et des variantes présentées au chapitre III suivi d'une analyse et d'une interprétation des résultats obtenus .

**Le chapitre VI** portera sur les extensions du modèle de base ainsi que les suggestions possibles.

**E**t enfin, nous terminerons notre mémoire par une conclusion qui résumera les différentes étapes de notre travail et l'objectif visé par cette étude.



# CHAPITRE I

## *Presentation de l'organisme d'accueil*

# I - PRESENTATION DE L'ORGANISME D'ACCEUIL

## I.1 - PRESENTATION DE LA SONATRACH

**L**a Société Nationale pour le transport et la commercialisation des hydrocarbures plus connue par son sigle **SONATRACH** fut créée par le décret N° 63 / 491 du 31 Décembre 1963 paru au journal officiel le 10 Janvier 1964 .

**A** travers cette société l'Algérie a voulu se doter d'un instrument de réalisation pour mener une politique pétrolière indépendante du cartel pétrolier qui existait dans notre pays avant la nationalisation des hydrocarbures .

**A**ujourd'hui, la **SONATRACH** assume les missions stratégiques centrées sur la Recherche, la Production, le Transport, le Traitement et la Liquéfaction du Gaz naturel ainsi que la séparation de G.P.L., de l'approvisionnement du marché et de la Commercialisation des Hydrocarbures liquides et gazeux sur le marché international .

**A**près 30 ans d'activités, **SONATRACH** a largement rempli sa mission au service du développement économique national et de l'indépendance énergétique du pays. Sa maîtrise technologique, sa présence active sur les marchés internationaux avec l'aide de ces deux filiales **SONATRACH PETROLEUM CORPORATION** (SPC) qui se trouve à Londres et **SONATRADING** qui est basée à Amsterdam, et sa contribution effective à la résolution des Problèmes énergétiques mondiaux, et dans d'autres organisations placent **SONATRACH** parmi les plus importantes entreprises pétrolières du monde .

## **I.2 - L'ORGANISATION de SONATRACH**

**L'**organisation de la Sonatrach (fig I.2.a), qui emploie un effectif de l'ordre de 36 137 agents au 31.03.1994 est conçue sur la base de :

- **Une Direction générale :**

**C**omposée de plusieurs directions générales adjointes (DGA), elle a pour mission la gestion et la coordination de l'ensemble des activités de l'entreprise (Etude Planification et Prospective, Finances, Personnels, etc) .

- **Une DGA d'Exploration Recherche (EXR) :**

**C**omposée de Quatre Districts (Nord, Illizi, Ouest et Trias), elle a pour mission la conduite et le développement des activités de Prospection et de Recherches d'Hydrocarbures, ainsi que l'actualisation des connaissances en Géologie, Géophysique et autres Sciences .

- **Une DGA de Transport par Canalisation (TRC) :**

**S**tructurée en Quatre régions, elle a pour objectif l'exploration et la gestion des réseaux de transport par canalisations .

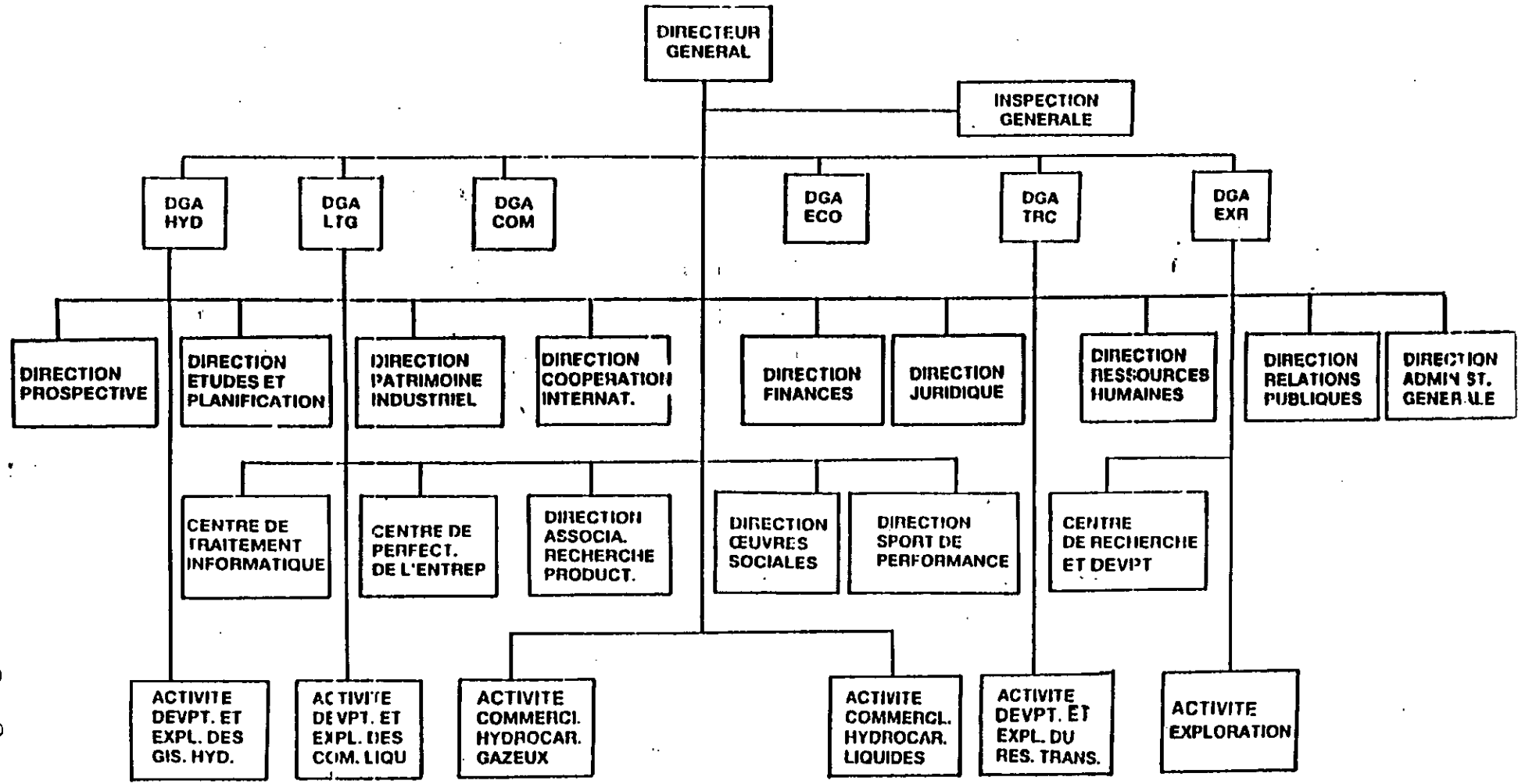
- **Une DGA Production hydrocarbures (HYD) :**

**O**rganisée en Dix régions, elle a pour mission le développement et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures, donc l'optimisation de la production par l'utilisation de méthodes efficaces de récupérations, d'entretien, et de conservation des réserves en place .

- **Un Centre de recherche et développement (CRD) :**

**C**hargé des travaux d'analyse et d'étude des programmes de Recherches Scientifiques, il est le support scientifique et technique des Services d'Exploration et de production .

FIG. 1.2.a : Organigramme de la société.



- **Une DGA Liquéfaction et transport du gaz (LTG) :**

Composée de Quatre complexes de Liquéfaction de gaz et deux complexes de gaz et de pétrole liquéfié, elle a pour objet la gestion de ces complexes .

- **Une DGA Commercialisation (COM) :**

Organisée par famille de produits, elle a pour prérogatives la vente des hydrocarbures produits sur le marché national aux entreprises chargées de distribution sur le marché mondial .

### **I.3 - PRESENTATION DU CHAMP DE «ZARZAITINE»[MON.91]**

**L**e champ de **ZARZAITINE** se situe dans la région d'**IN-AMENAS**, à une vingtaine de kilomètres de la frontière libyenne et représente l'un des plus important gisement pétrolier du sahara algérien (fig 1.3.b) .

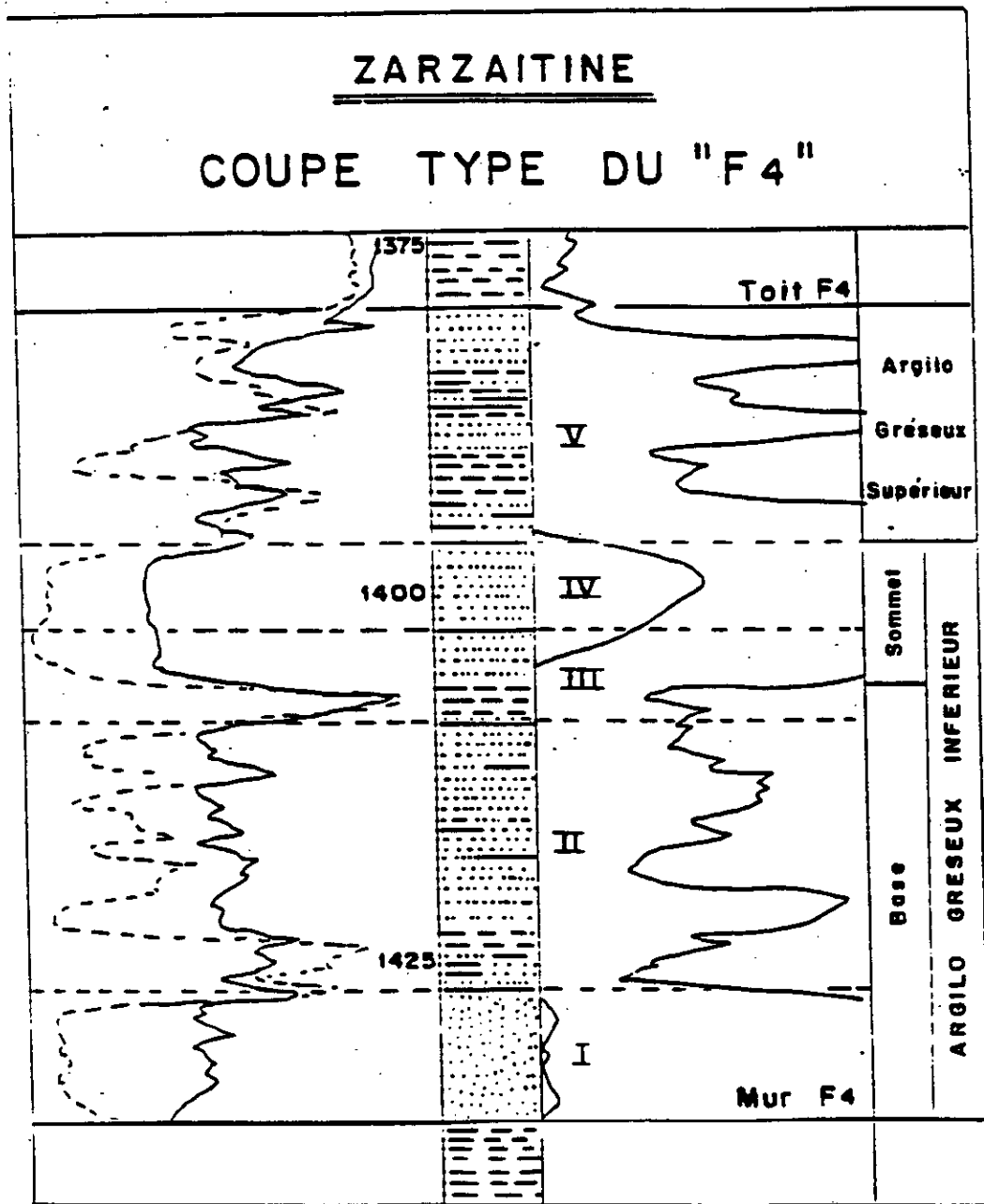
**I**l a été découvert en 1957 et mis en exploitation au mois d'octobre 1960. L'huile est produite essentiellement du Dévonien F4 (fig I.3.a), principal réservoir du champ, ayant une profondeur de 1400 mètres .

**L**a production de ce champ est évacuée par un pipeline reliant **IN-AMENAS** à la **SKHIRA (TUNISIE)** . Au 31 août 1991, la production cumulée d'huile s'élevait à  $115.81 \cdot 10^6 \text{m}^3$  .

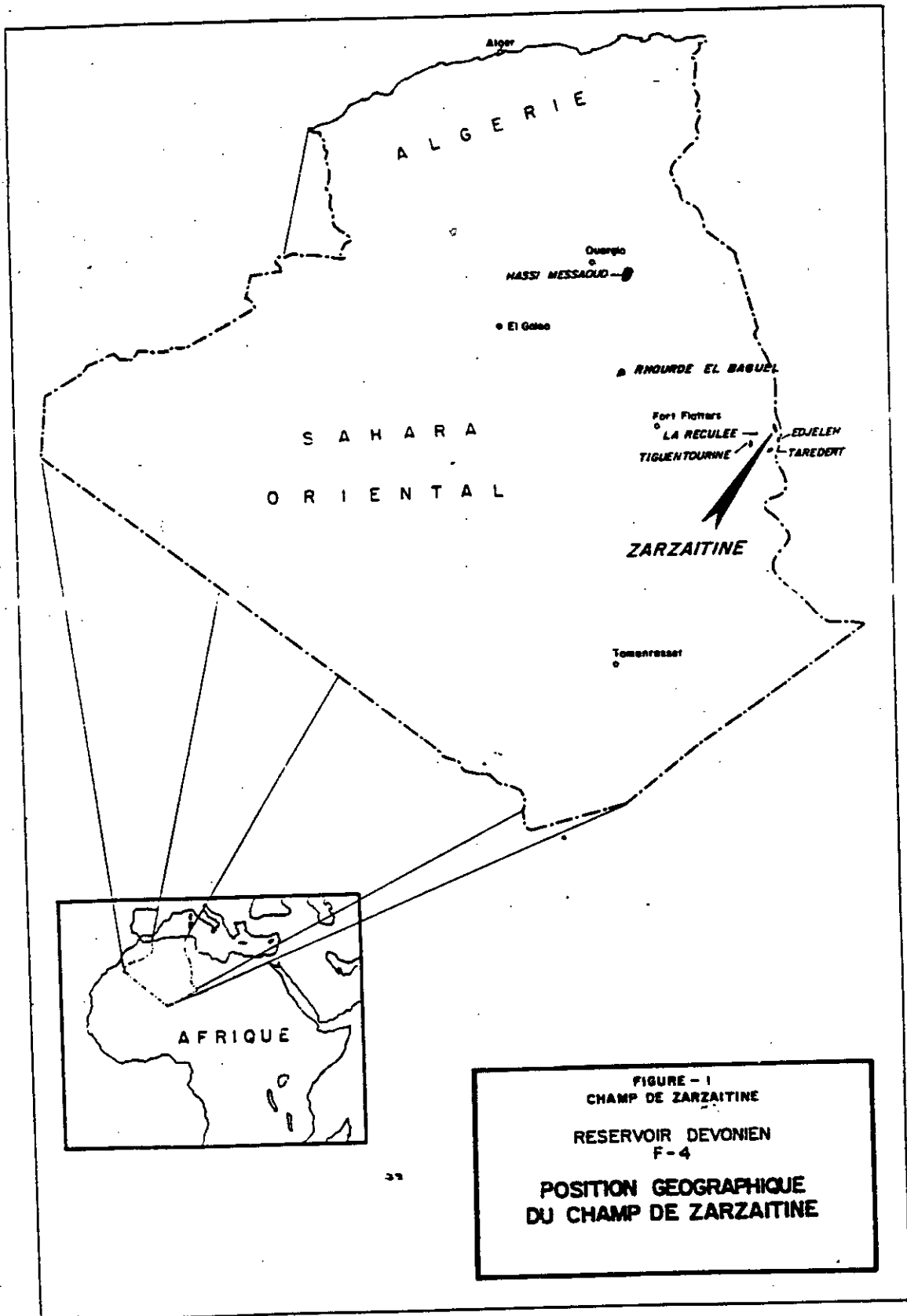
**L**es caractéristiques du gisement sont :

- ◆ profondeur moyenne de la zone à huile : 1400m,
- ◆ la superficie de la zone à huile : 106 km<sup>2</sup>,
- ◆ positions initiales interface : gaz/huile : = -712m, huile/eau = -960m,
- ◆ pression initiale 115.50 Kg/cm<sup>2</sup>,

FIG .I.3.a : Devonien F4 .



**FIG .I.3.b : Position géographique du champ.**



- ◆ la température : 80° à 88°c,
- ◆ viscosité initiale du fluide : 0.5 à 0.56 cpo .

**L**e réservoir est essentiellement caractérisé par une hétérogénéité verticale et latérale .

Du fait de cette hétérogénéité, le réservoir a été divisé en cinq unités :

**L'**unité V constitue le toit du réservoir ne contribue pas à la production,

**L**es unités III et IV de bonnes qualités pétrophysiques, constituent le sommet,

**L**es unités I et II de qualités médiocres constituent la base .

**L**e sommet et la base sont séparés par un banc argileux .

**P**our notre étude concernant l'optimisation du processus de production du champ ZARZAITINE, ce partage en cinq unités ne nous a pas intéressé, car il s'agit d'un partage qui obéit à une structure géologique .

**C**e qui nous a intéressé par contre c'est le réseau de surface mettant en évidence des centres de séparation .

### **1.3.1 - Etude du maintien de pression.**

#### **Choix du procédé**

**D**ès le début de l'exploitation de ZARZAITINE Fz4, soit le mois d'octobre 1960, et afin d'être en mesure de palier ultérieurement à une insuffisance éventuelle de l'énergie naturelle, divers procédés de maintien de pression (MP) furent étudiés.



Ces études préliminaires avaient pour but le choix du procédé le mieux adapté au champ, sur les plans techniques et économiques ces études furent achevées en juin 1961.

Les récupérations possibles avec chacun des procédés analysés sont rassemblés ci-dessous:

PROCEDES DE RECUPERATION	PRODUCTION CUMULEE(10 <sup>6</sup> TONNES)	RECUPERATION FINALE(% RESERVES EN PLACE)
RECUPERATION PRIMAIRE	45	20
MP PAR REINJECTION DE GAZ	49	21.5
MP PAR INJECTION D'EAU	81	36

Après analyse des problèmes techniques et économiques posés par ces divers procédés les décisions suivantes furent prises :

- rejet du MP par injection de gaz entraînant une trop faible augmentation de la récupération d'huile,
- l'adoption du MP par injection d'eau. Cette injection donne une meilleure récupération.

## CHAPITRE II

### ***Généralités sur les techniques de production***

## **II - GENERALITES SUR LES TECHNIQUES DE PRODUCTION**

### **II. 1 - NOTION SUR LE GISEMENT [CRT.75]**

#### **1.1 - Structure d'un gisement de pétrole**

**U**n gisement d'Hydrocarbures se présente comme une masse importante de roches poreuses et perméables (roches réservoirs), dont la forme et la nature des couches environnantes est favorable à la retenue des fluides (fig II.1.1.a) .

**U**n gisement est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement .

#### **1.2 - Définition d'un réservoir**

**U**n réservoir est une formation de sous-sols poreux et perméables, renfermant une accumulation naturelle limitée et séparée d'hydrocarbures (huile et/ou gaz) ; limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère et qui est caractérisée par un système de pression naturelle unique .

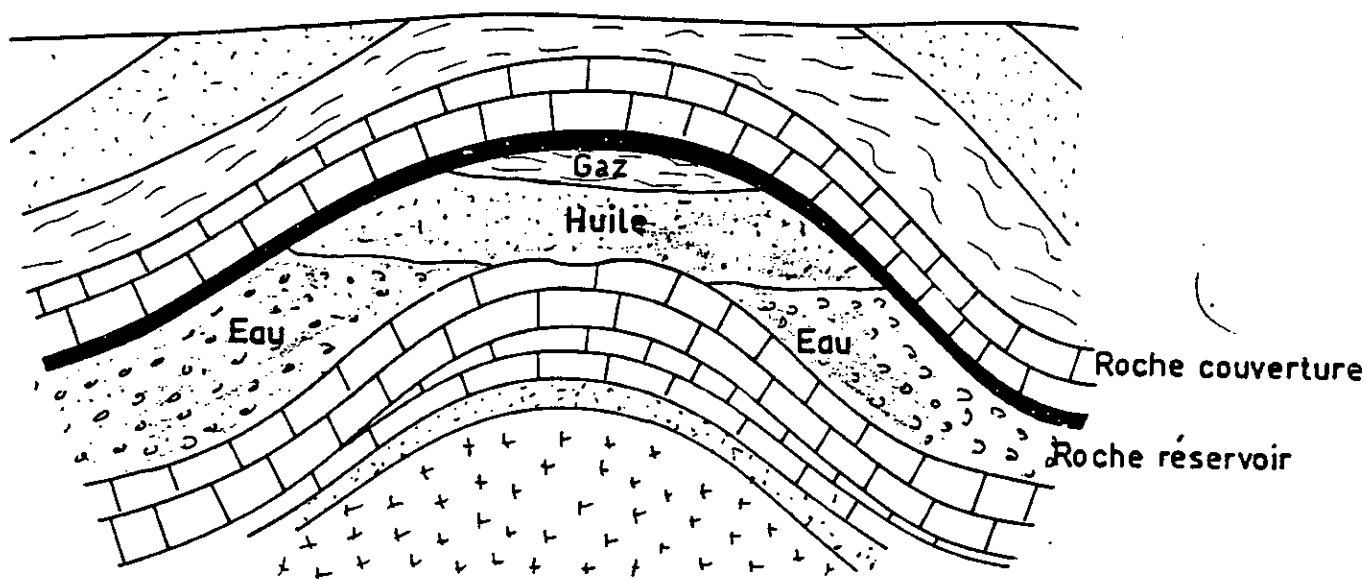
**C**ette définition renferme à la fois les concepts de :

1. qualités pétrophysiques : porosité, perméabilité,
2. accumulation naturelle d'hydrocarbure,
3. couverture et de fermeture : barrière rocheuse ou aquifère,
4. régime de pression naturelle avant exploitation .

#### **1.3 - Les puits**

**L**e puits est en général le seul moyen d'accès à un gisement d'hydrocarbures, élément extrêmement important pour atteindre une connaissance

**FIG II.1.1.a : Structure d'un gisement**



aussi complète que possible du gisement il est, dans la quasi totalité des cas, le point de passage obligatoire du pétrole produit .

**D**écrivons schématiquement les différentes opérations effectuées lors de la préparation d'un puits : Après le forage, un tubage métallique est mis en place sur toute la longueur du puits . Ce tubage est maintenu en place par un ciment qui assure également des fonctions d'étanchéité .

**A**u niveau des formations susceptibles de produire de l'huile, des perforations sont réalisées à travers le tube d'acier et le ciment. Enfin, un second tubage intérieur est en général mis en place pour les nécessités de l'exploitation (pompage; etc...) .

#### **1.4 - Connaître le gisement**

**L**a connaissance du gisement aux abords du puits est obtenue à partir d'un certain nombre d'échantillons de roches ramenées par carottage permettant l'analyse de la texture du milieu poreux . Des échantillons d'huile produite et d'eau du gisement sont également analysés .

**I**l existe évidemment des difficultés liées à la représentativité des échantillons rapportés, à l'influence qu'ont pu avoir sur eux les divers changements de conditions thermodynamiques qu'ils ont subi au cours du forage du puits comme lors de leur prélèvement (température, pression, état de contrainte, etc) .

**D**es tests dynamiques enfin permettent d'apprécier la qualité de la formation aux abords des puits . Notons par exemple les tests d'injectivité, de productivité et de remontée de pression (après un certain temps de production, le puits est fermé et on enregistre l'évolution de la pression au fond du puits) .

**C**ompte tenu des mécanismes physiques mis en jeu, il n'est pas possible de récupérer tout le pétrole dans un gisement le taux de récupération défini comme le rapport du volume d'huile produite au volume des réserves initialement en place, est nécessairement inférieur à l'unité, sa valeur dépend de la dépense d'énergie consentie pour exploiter le gisement et de la façon dont cette énergie est utilisée, donc de la méthode de récupération mise en oeuvre .

**L**e mécanisme de l'écoulement dans le gisement pendant la période de récupération primaire, reste fondamentalement le même : les fluides et la roche se décompressent, leur volume augmente, et c'est cette expansion qui permet la production, au prix, bien entendu, d'une diminution de la pression dans le gisement .

## **II.2 RESEAU DE COLLECTE : [VIN.66]**

**L**e terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et des accessoires des conduites affectées au transport des effluents bruts entre les puits producteurs et un centre de traitement .

**L**es installations de stockage doivent, de leur côté, satisfaire à divers impératifs de sécurité . Entre les têtes de puits et le stockage, vont s'interposer les appareils remettant l'élimination des matières dont la présence nuirait à la qualité des produits ou à la longévité des installations : le choix et la localisation de ces appareils sur les chantiers posent de délicats problèmes d'optimisation .

**L**es parcs de stockage de champ ne doivent pas être confondus avec les grands stockages importés sur les terminaux des pipelines.

Le parc de stockage de champ reste encore un outil de traitement son volume est relativement faible . Considéré comme étage final de l'unité de séparation, il permet le dégazage de l'huile à pression atmosphérique et l'élimination de l'eau dont subsistent toujours des traces à la sortie des séparateurs et des traiteurs, il permet

également de mesurer par jaugeage les quantités produites . Il joue enfin le rôle de capacité tampon grâce à quoi le régime de production n'est pas tributaire à tout instant des possibilités d'évacuation du moment .

**L**e terme ligne de collecte s'applique à l'une de ces conduites prises individuellement . Elle transite presque toujours un effluent polyphasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulements complexes, ces phénomènes encore mal définis s'accompagnent toujours de pertes de charges<sup>2</sup> importantes .

## 2.1 - Liaisons Individuelles :

**C**haque puits est relié individuellement aux vannes d'entrée du centre de traitement .

**C**ette formule offre d'importants avantages techniques :

- identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt,
- vérification de fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et températures d'arrivée,
- possibilité de réaliser et de compléter progressivement le réseau de collecte en fonction du développement du champ et des résultats obtenus .

**E**n revanche, cette disposition devient très onéreuse si la superficie du champ est grande ou si le nombre des puits est élevé car elle exige d'importantes longueurs de conduite .

## 2.2 -Liaisons par Collecteurs :

**P**our réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de groupement où aboutissent les lignes individuelles des puits .

---

<sup>2</sup> voir annexe (2):pertes de charge dans une ligne de liquide.

Ces points sont pris tel que les lignes individuelles soient les plus courtes possibles, les effluents sont acheminés vers le centre de traitement, mélangés par un collecteur unique .

**Au** point de groupement, on installe un ensemble de vannes qui permet d'isoler la production de chaque puits et de la diriger vers un séparateur d'essai où s'effectuent les contrôles périodiques indispensables . En outre, quand le séparateur d'essai est placé comme c'est souvent le cas, dans le centre de traitement, il faut doubler le collecteur par une ligne de «test» y aboutissant .

**La** construction des manifolds (fig 2.2.a) de vannes et des conduites d'essai est très coûteuse, mais la capacité d'une conduite croît plus vite que son prix de revient quand on augmente sa section, le collecteur prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux où le centre de traitement est éloigné .

**La** formule du collecteur comporte aussi un certain nombre d'inconvénients tant financiers que techniques :

◆ **Inconvénient financier** :

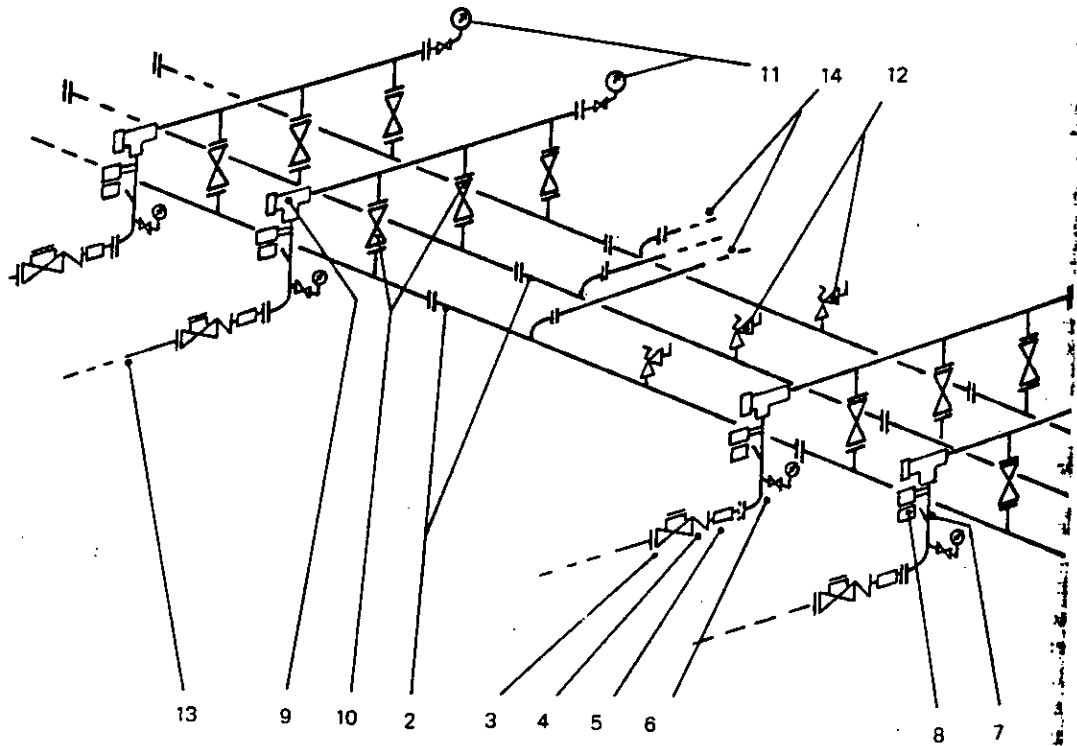
le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation ainsi l'investissement total est engagé avant que le champ n'ait rien produit .

◆ **Inconvénient technique** :

- la capacité des conduites doit être calculée sur les données prévisionnelles d'où risque d'erreurs d'estimation,
- la production entière peut être polluée par celle d'un seul puit émettant de l'eau,



**FIG .2.2.a : Manifold**



- |  |                                 |
|--|---------------------------------|
| 1. Raccord à bride                     | 8. Echantillonneur              |
| 2. Manchette de liaison entre éléments | 9. Porte-duse                   |
| 3. Vanne réceptacle de racleurs        | 10. Vanne                       |
| 4. Clapet anti-retour                  | 11. Prise de pression aval duse |
| 5. Joint isolant                       | 12. Soupape de dilatation       |
| 6. Prise de pression amont duse        | 13. Arrivée de collecte         |
| 7. Poche thermométrique                |                                 |

- l'huile emplissant la conduite de « test » doit être chassée avant chaque nouvel essai, d'où perte de temps gênante quand les puits sont nombreux et que le programme de contrôle est chargé .

**L**a conduite et la surveillance de l'exploitation imposent des navettes fréquentes du personnel entre les manifolds et le centre de traitement les frais d'exploitation augmentent .

### **2.3 - Autres types de réseaux de collecte :**

**D**érivées des systèmes précédents, on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateur d'essai qui permet de supprimer la conduite de test et d'éliminer les temps morts .

**D**ans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement satellite, on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles. Le produit traité est ensuite expédié par pipeline dans un parc de stockage général ; c'est là une solution riche qui exige un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée et donc une bonne rentabilité de l'exploitation .

## **II.3 CENTRE DE TRAITEMENT [VIN.66]**

**L**es hydrocarbures, qu'il s'agisse du pétrole ou du gaz, ils sortent souvent des puits sous la forme d'un mélange liquide/gaz accompagné d'impureté telles que l'eau, le sel et le sable . Les hydrocarbures sont évacués vers un centre de traitement appelé généralement centre de production .

**L**e traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut afin de permettre la livraison au client de produit conforme à des normes définies. Le fluide en place dans un gisement est un mélange constitué d'hydrocarbures liquides ou gazeux et d'eau .

A l'origine, ce mélange est dans un état d'équilibre qui dépend de sa composition ainsi que des conditions de pression et de température existant dans la formation .

**L'**exploitation détruit cet équilibre, par le jeu des pertes de charge dans la roche magasin, dans le trou de sonde et dans les conduites de collecte, l'effluent subit des décompressions successives jusqu'à son entrée dans les séparateurs <sup>3</sup> . En conséquence, des gaz sortent de la solution, l'huile et l'eau se condensent à partir du gaz. Le centre de traitement reçoit en définitif des bouchons alternés de gaz humide, d'eau libre et de l'huile encore chargée de gaz dissous .

---

<sup>3</sup> voir Annexe (3): Les séparateurs.

## CHAPITRE III

### *Description du système*

## **III - DESCRIPTION DU SYSTÈME**

### **III.1 - DESCRIPTION DU RESEAU EXISTANT**

#### **1.1-Les centres de séparations (ou de traitement)**

**L**e réseau est composé de huit centres notés **CS1, CS2, ..., CS8**, qui se regroupent en trois :

- l'un est situé sur le côté Est du champ ZR,
- le second est situé sur le côté Ouest,
- le dernier se situe au centre .

le côté Est est composé des centres **CS1, CS2, CS3** .

le côté Ouest est composé des centres **CS5, CS6, CS7, et CS8** .

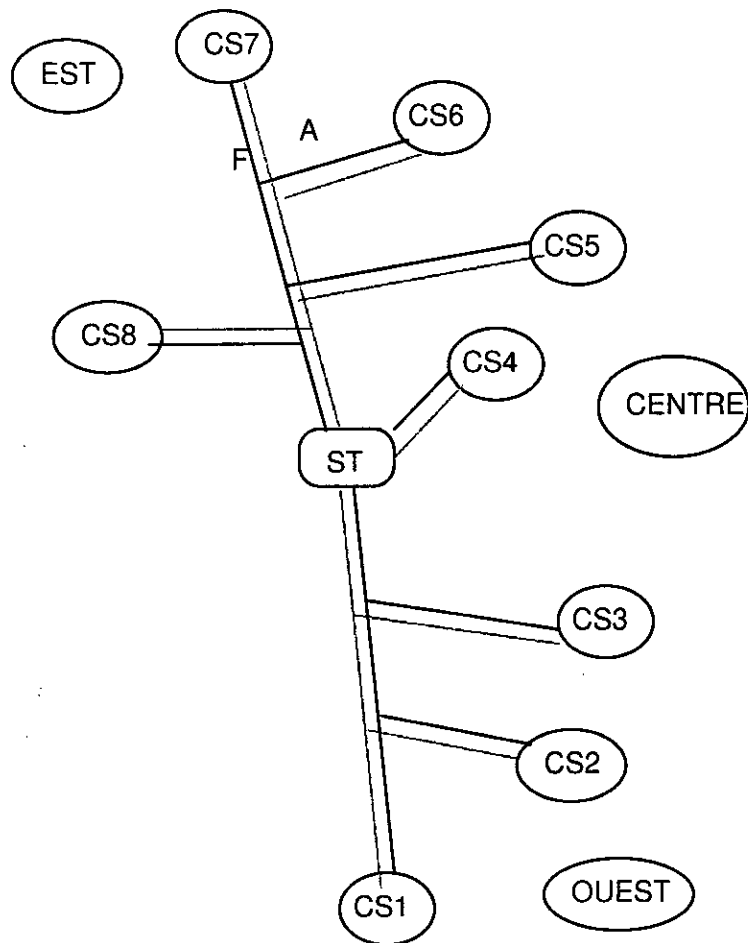
le centre est composé du centre **CS4** .

L'huile produite de ces différents centres, est acheminée vers le centre de stockage **T** ; le terminal (fig III.2.a) .

**L**a capacité des séparateurs existants sur le centre de traitement est une valeur constante, elle peut être inférieure ou égale au maximum des productions des puits qui sont reliés à ces centres mais, sur notre champ, les installations de ces séparateurs ont été prévues de façon que leur capacité totale soit toujours supérieure à la production totale des puits durant plusieurs années .

**L**es centres de traitement se composent des éléments suivants :

FIG III.2.a



— : Collecte A  
— : Collecte F

**RESEAU DE COLLECTE EXISTANT**

### 1.1.1 - Les puits

**E**n général, les puits sont tubés en 7''(pouces)<sup>4</sup>, les colonnes de production utilisées sont en 2'' 3/8 ou 2'' 7/8 ou 3'' 1/2 .[MONO.91] .

- **P**lusieurs opérations comme l'opération de nettoyage, ou celle de stimulation ou encore celle du work-over spécifique au domaine des hydrocarbures, peuvent avoir lieu sur un certain nombre de puits, d'où leur fermeture momentanée .

Deux autres raisons qui ont pour effet de mettre le puits hors d'usage peuvent être citées comme suit :

- le pourcentage d'eau élevé (100% d'eau) .
- le rapport gaz , huile (GOR : gas oil ratio) élevé .

**C**eci nous permet de dire que les puits sont de quatre catégories :

- puits en production,
- puits de développement (nouvellement forés),
- puits abandonnés,
- puits fermés momentanément .

**L**es collectes des puits sont identiques, le diamètre est de 4'', ces tubes sont en acier d'épaisseur 4.78 mm et la pression de service est fixée à 96.5 bars . [MONO.91]

La longueur maximum de la collecte est en moyenne de 2649m .

### 1.1.2 - Manifold

**L**e manifold est un dispositif qui permet de diriger la production de chaque puits soit vers un séparateur de test, soit vers un séparateur de production .[VIN.66]

---

<sup>4</sup> 1 pouce = 2.54 cm .

**D**u fait que l'huile produite est mélangée à deux eaux différentes : une eau d'injection et une eau de gisement, dont le contact provoque la formation de sulfates de baryum, qui a un effet corrosif sur les conduites en acier, il a été prévu pour cela trois collectes séparées reliées aux séparateurs de production

**L**a première collecte va acheminer l'huile touchée par l'eau d'injection : c'est la collecte A .

**L**a deuxième va acheminer l'huile destinée à être testée vers un séparateur test .

**L**a troisième va acheminer l'huile qui comprend l'eau de gisement, c'est la collecte F .

### 1.1.3 - Les séparateurs

**S**ur chaque centre de traitement, sont implantés un certain nombre de séparateurs qui diffèrent en types et en capacités .

**C**es séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement, et reçoivent directement du manifold l'huile produite par les collectes des différents puits .

Un séparateur peut être :

- un séparateur de production Haute pression H.P,
- un séparateur de production Basse pression B.P,
- un séparateur de test Haute pression H.P,
- un séparateur de test Basse pression B.P .

**L**e traitement consiste à séparer le mélange polyphasique en huile, eau et gaz . [VIN.66]



## 1.2 - Les collecteurs d'évacuation

**L**e réseau des collecteurs d'évacuation est composé de lignes principales et de lignes latérales .

**L**es lignes principales sont des lignes qui relient le centre de séparation placé en tête au centre de stockage . Les autres centres de séparations viennent se brancher sur cette ligne principale par des lignes latérales de diamètre inférieur, le lieu de branchement est appelé jonction .

**L**es lignes principales et latérales sont de deux sortes **A** et **F** vu le problème dû à l'incompatibilité des deux eaux, de gisement et d'injection .

### Pour le réseau ZR

**Coté ouest** : le centre **CS7** est le point de départ de la ligne principale qui le relie directement au stockage .

Les autres centres **CS5**, **CS6**, **CS8** sont branchés sur cette ligne principale par des lignes latérales.

idem pour le Coté est et centre

**Coté est** : le centre **CS1** est le point de départ, le centre **CS2** et **CS3** sont branchés sur cette ligne par une ligne latérale.

**Coté centre** : le centre de séparation **CS4** est directement relié au stockage par une ligne principale .

**L**es lignes **principales** sont de 10'' et 14'' (A et F respectivement) .

**L**es lignes **latérales** sont de 6'' et 8'' (A et F respectivement) .

La longueur des lignes de collectes entre les centres est connue .

Les tableaux suivant nous résument les données concernant la capacité des centres de séparations, leur pression de départ, ainsi que les longueurs des pipelines qui relient les différent centres aux jonctions et au stockage .

**TABLEAU 1**

	Cs1	Cs2	Cs3	Cs4	Cs5	Cs6	Cs7	Cs8
<b>Capacité (m3/j)</b>	3300	6800	6300	8600	10200	7200	4200	4700
<b>Pression (bars)</b>	2,1	1,7	2	0,7	1,9	3,3	3,4	1,4

**TABLEAU 2**

	CS1	CS2	CS3	CS4	CS5	CS6	CS7	CS8
<b>1 (m)</b>	2200	850	0	0	0	0	0	0
<b>2 (m)</b>	0	0	1000	0	0	0	0	0
<b>3 (m)</b>	0	0	0	0	0	0	0	6200
<b>4(m)</b>	0	0	0	0	700	0	0	0
<b>5(m)</b>	0	0	0	0	0	600	3500	0
<b>T(m)</b>	0	0	0	700	0	0	0	0

#### 1.4 - Le centre de stockage

L'huile arrive au stockage à travers les lignes principales qui vont directement se brancher sur un manifold .

Ce manifold dirige cette huile vers une chambre de décantation, afin de la séparer des quantités d'eau et du gaz restantes . le produit est dirigé vers quatre bacs de stockage de capacités différentes notés P1, P2, P3, et P4, pour être expédié ensuite à travers un pipeline de 14'' vers In Aménas .

Le tableau suivant nous donne la capacité de stockage de chaque bac :

Bacs	capacité (m <sup>3</sup> )
P1	10000
P2	10000
P3	5000
P4	5000

**D**onc la capacité totale de stockage est de 30.000 m<sup>3</sup>, et la pression de stockage est de 0.6 bars soit 600 g/m<sup>3</sup>.

La figure (III.2.a) représente la carte du réseau existant avec les différents segments qui relie les noeuds secondaires aux noeuds principaux jusqu'au stockage .

### III.2 - Les CONTRAINTES LIEES AU SYSTEME

[ARO2.62], [ATT.61], [REG.76] .

**L**e but initial de l'analyse de réseau de collecte consiste essentiellement à identifier les contraintes présentes et futures du réseau existant .

**C**es contraintes sont de différents types :

#### A - Les contraintes concernant la capacité limite :

##### A1 - La capacité limite des centres de séparation

**C**ette contrainte nous permet de dimensionner chaque centre, et de gérer de manière optimale leur éventuelles extensions.

## **A2 - La capacité des pipeline**

**E**lle nous permet de dimensionner le réseau de collecte.

## **A3 - La capacité limite de centre de stockage T :**

**E**lle entraîne le dimensionnement limite du centre de stockage terminal .

## **C - La contrainte de conservation de flux**

**C**ette contrainte nous permet d'une part de dimensionner le réseau de collecte et d'autre part d'homogénéiser les flux d'huile relativement au temps .

## **D - La contrainte budgétaire**

**C**ette contrainte permet de déterminer les charges qui sont supportées par l'entreprise comme coûts opératoires, ce coût dépend directement de l'évolution et de l'activité de Sonatrach, il est la somme des frais de personnel, d'entretien, de réparation , et d'assurances .

## **E - La contrainte de production**

**L**a production moyenne pour l'année J est inférieure à la production cumulée durant cette année, sachant que la production diminue avec le temps, elle a un déclin exponentiel .

## **F - Les contraintes additionnelles**

**C**es contraintes concernent d'une part le forage de puits qui ne doit pas excéder le nombre de puits permis, et d'autre part la contrainte temps d'utilisation des équipements de forage qui ne doit pas être dépassé .

## **G - Contraintes liées aux projets d'extension**

**C**ette contrainte concerne les projets d'extension de la capacité des manifold qui sont en fonction du nombre de puits nouvellement forés, et ceux de la capacité du centre de stockage .

# CHAPITRE IV

## *Modélisation*

# IV - MODELISATION DU PROCESSUS DE PRODUCTION

## Introduction

**L**e modèle que nous allons présenter, est composé de trois blocs : le bloc réservoir qui nous indique l'état des réserves en place ; le bloc des installations de surface ; et enfin, le bloc stockage qui représente l'étape finale du processus de production .

**L**e développement du champ est fonction du nombre de puits à forer, et des projets d'extension de capacité .

**L**es contraintes seront donc principalement liées aux réservoirs, au réseau de surface et enfin au centre de stockage ; ce sont des contraintes en rapport avec l'architecture du système . Nous considérerons notamment la contrainte économique.

**P**our la construction de notre modèle nous avons dû émettre des hypothèses suivantes :

- chaque réservoir est considéré comme une unité ou un point source,
- le taux de production d'un réservoir est une fonction linéaire de la production cumulée,
- pour chaque réservoir, le taux de production des puits nouvellement forés, suit la même loi de déclin que celui des puits existants,
- de chaque réservoir est produit un seul fluide,
- la capacité de chaque pipe est indépendante des pressions en amont et en aval,

- les coûts des installations de surface dépendent de la capacité et de l'extension de cette capacité,
- chaque segment ne peut être développé qu'une seule fois durant la période planifiée,
- de chaque réservoir sort un pipe unique .

## **IV.1 - PRESENTATION DU MODELE**

[ARO2.62][GAR.85][ATT.61][HOW.87][ARO1.62][MIN.87][NIC.71]

**L**e modèle que nous nous proposons d'établir est un exemple d'application de la programmation linéaire dans le secteur de production pétrolière . Il décrit le comportement du gisement, le fonctionnement du système de transport, et de la production à travers le réseau de collectes et enfin l'étape de stockage.

### **1.1 - Les variables du modèle**

**L**es variables du modèle représentent :

- ◆ le débit de production de chaque réservoir pour l'année J considérée,
- ◆ le débit à travers chaque ligne de collecte,
- ◆ le nombre de puits à forer sur chaque réservoir pour l'année J considérée,
- ◆ le nombre de puits à fermer,
- ◆ les capacités ajoutées,
- ◆ les variables binaires lorsqu'il s'agit de prendre une décision concernant les projets de développement .

**C**es variables peuvent donc être classées en trois catégories :



**1 - Des variables continues :** il s'agit des débits de production des réservoirs, des débits à travers les pipes ainsi que des capacités ajoutées chaque année ; ce sont des grandeurs positives.

**2 - Des variables entières :** il s'agit du nombre de puits à forer et à fermer chaque année.

**3 - Des variables binaires :** pouvant donc prendre les valeurs 0 ou 1.

## **1.2 - Définition des contraintes du modèle**

**L**e modèle prend en considération les contraintes suivantes :

- ◆ des contraintes de capacité de production,
- ◆ des contraintes de capacité de transport à travers le réseau de collectes,
- ◆ des contraintes liées à la notion de conservation du flux au niveau des jonctions,
- ◆ des contraintes de capacité de stockage,
- ◆ des contraintes liées au temps de réalisation des forages,
- ◆ des contraintes pour limiter le nombre de forages,
- ◆ des contraintes liées aux projets d'extension des lignes de collectes,
- ◆ des contraintes budgétaires liées aux projets d'investissement .

## **1.3 - Présentation de la fonction objectif**

**I**l s'agit de maximiser les bénéfices réalisés par l'entreprise en considérant cependant les coûts engendrés par le processus de production . Ces coûts sont :

- ◆ le coût de forage d'un puits,
- ◆ le coût d'exploitation d'un puits,
- ◆ le coût d'exploitation d'une ligne de collecte,
- ◆ le coût d'intérêt et les taxes .

**L**a fonction objectif exprime le revenu net réalisé par la société sur une période d'exploitation. Pour avoir la valeur actuelle du produit, on multiplie cette fonction par un taux d'actualisation.

## IV.2 - FORMULATION MATHEMATIQUE DU MODELE

### 2.1 - Notations des variables

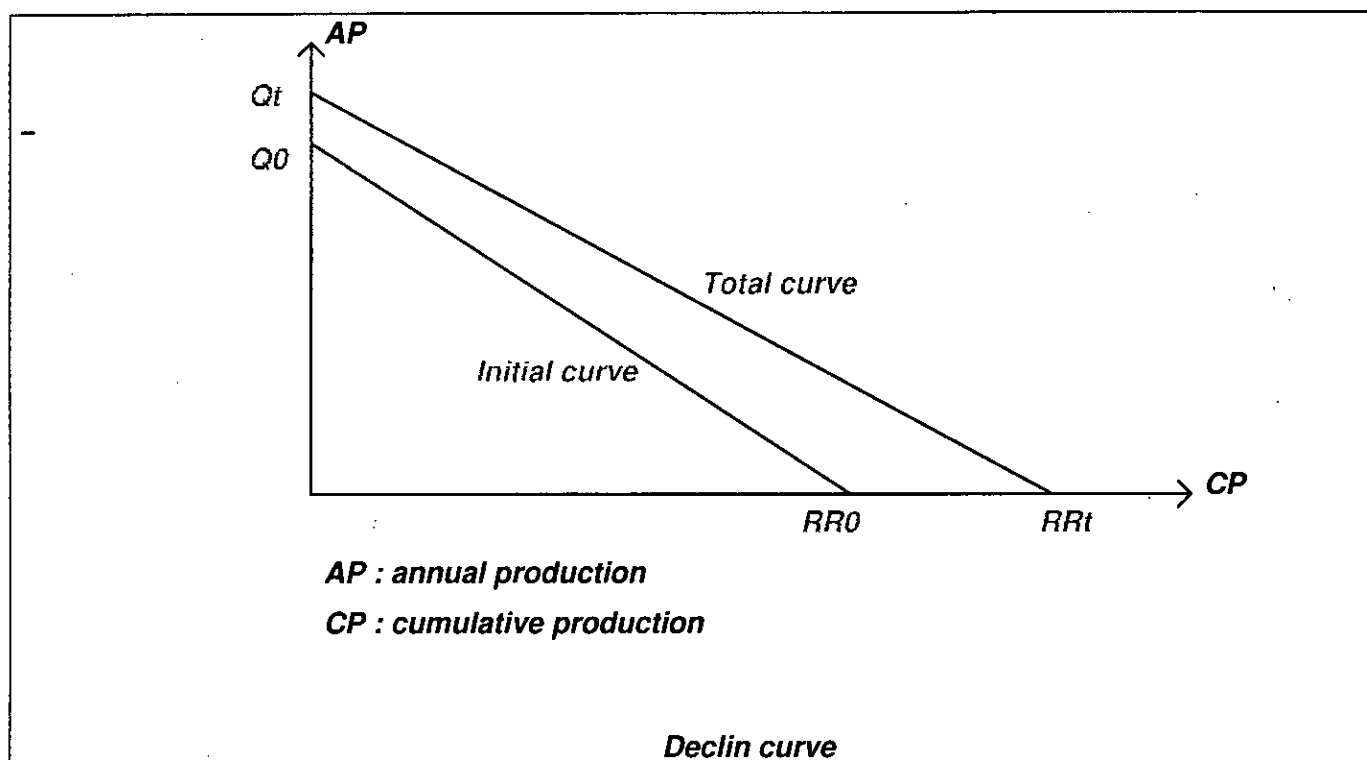
**L**es variables du modèle représentent les quantités d'huile à produire, le nombre de puits à forer, les capacités à ajouter, les quantités à acheminer à travers le réseau de collecte .

**D**ans le modèle les grandeurs fixes sont notées par des lettres majuscules, les variables par des lettres minuscules et les variables binaires par des lettres grecques .

**P**our chaque variable, nous donnerons l'origine et l'année considérée :

VARIABLE	SIGNIFICATION
$qO(r, j)$	Débit de production avant développement du réservoir $r$ , l'année $j$ .
$qdw(r, j)$	Production moyenne des nouveaux forages de développement.
$qt(r, j)$	Débit de production après développement.
$qs(s, j)$	Débit à travers la collecte $s$ .
$w(r, j)$	Nombre de puits à forer
$wf(r, j)$	Nombre de puits à fermer
$c(s, j)$	Capacité ajoutée au segment $s$ .
$\delta_s(s, j)$	Variable binaire pour l'extension du segment $s$ .
$\beta_1(r, j)$	Variable binaire pour le choix de l'opération de snubbing.
$\beta_2(r, j)$	Variable binaire pour le choix de l'opération de work-over
$\beta_3(r, j)$	Variable binaire pour le choix de l'opération de stimulation.

**FIG 2.2.1.a : Courbe de déclin**



# GISEMENT DE ZARZAITINE HISTORIQUE F4

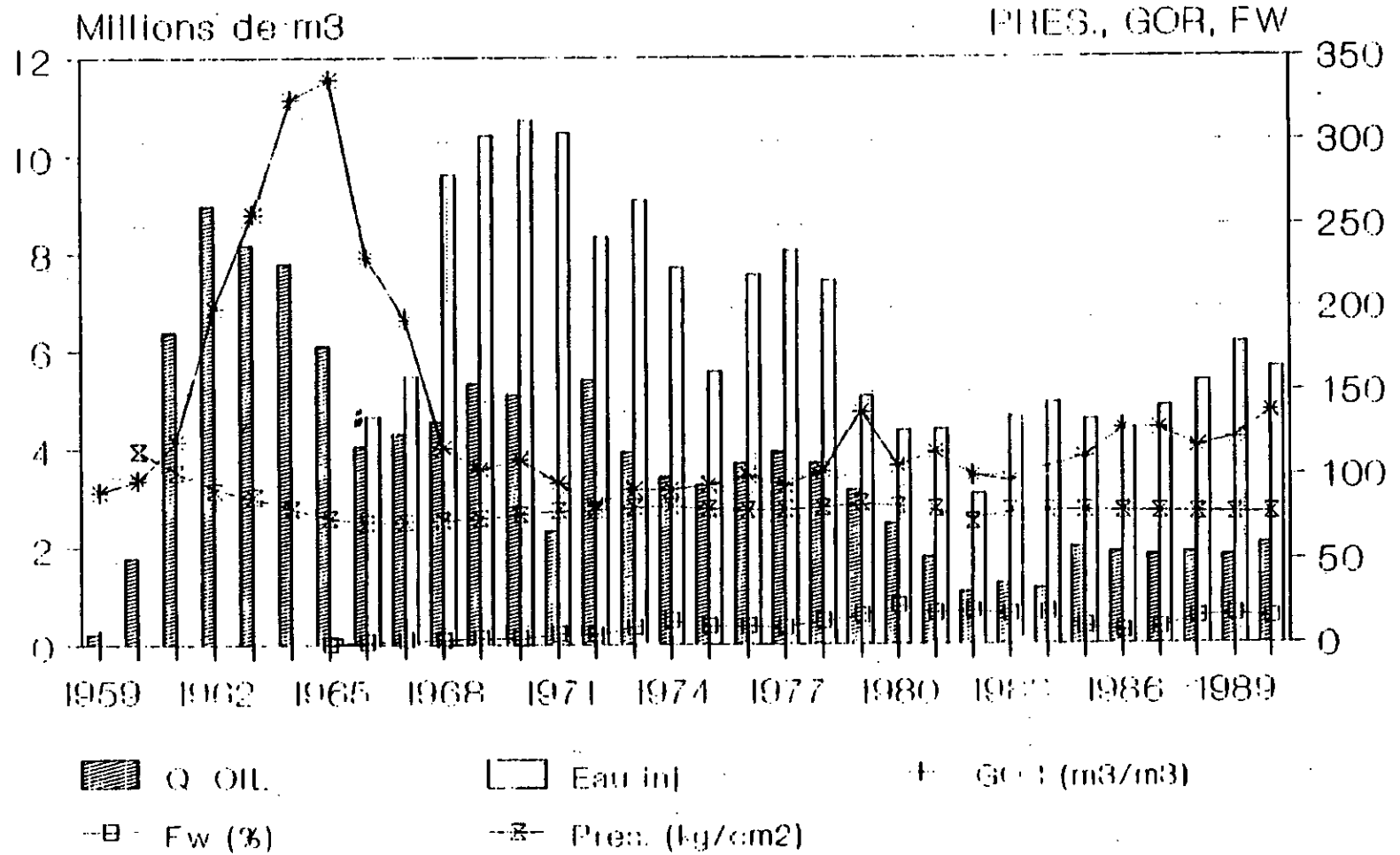


FIG 2.2.1.b : Historique F4.

Les paramètres qui interviennent dans le modèle réservoir peuvent être notés comme suit :

PARAMETRE	SIGNIFICATION
QO (r , j)	Réserves récupérables avant développement du réservoir r. l'année j.
QT (r , j)	réserves récupérables après développement du réservoir r.
WI (r)	nombre de puits existant sur le réservoir r.
E (r, m, j)	production moyenne d'un puits foré l'année m et qui produit durant l'année j sur le réservoir r.
WMAX	Nombre maximum de forages sur la période d'exploitation.
J	Période d'exploitation.
RR (r)	Réserves <sup>6</sup> récupérables de tout le champ après la période d'exploitation
R	Nombre total de réservoir.
CCS (r)	Capacité du réservoir r.

Les contraintes du modèle réservoir sont déduites après l'analyse des courbes de déclin dans les deux cas : avant et après développement. Le déclin de la production peut être traduit par des droites décroissantes de la forme :

$$q = -a*Q+b$$

où : **a** et **b** sont des constantes tel que :

**a** : représente un taux de déclin.

**b** : représente les réserves initiales en place.

## ◆ AVANT DEVELOPPEMENT

### 2.2.1.1 - Contrainte de production initiale

Le débit de production pour l'année j est fonction linéaire de la production cumulée  $\sum q_0 (r , m)$  pour  $m = 1..j-1$ . Initialement nous avons des réserves à

---

<sup>6</sup> Voir Annexe (8): définition 1

recupérer notées  $QO(r)$  la contrainte de production avant développement est obtenue à partir de la droite de déclin de la production instantanée en fonction de la production cumulée, elle exprime le fait qu'après avoir produit durant la période  $m=1...j-1$ , les réserves en place diminuent d'une quantité  $\sum qo(r,m)$ .

On peut l'exprimer de la manière suivante :

$$qo(r, j) \leq QO(r) - bo(r) * \sum_{m=1}^{j-1} qo(r, m) + \frac{qo(r, j)}{2}$$

où :  $bo(r)$  : représente la pente de la droite, c'est le taux de déclin initial .

Cette contrainte vérifie aussi que le débit de production de l'année  $j$  ne doit pas dépasser la différence entre les réserves en place instantanées  $QO(r)$ , et un certain pourcentage de la production cumulée de l'année  $j$ , ce pourcentage représente le taux de déclin cité ci-dessus  $bo(r)$  . La contrainte \* peut être réécrite sous la forme linéaire :

$$qo(r, j) + \frac{bo(r)}{(1 + \frac{bo(r)}{2})} * \sum_{m=1}^{j-1} qo(r, m) \leq \frac{QO(r)}{(1 + \frac{bo(r)}{2})}$$

### 2.2.1.2 - Contrainte de capacité du centre

Le centre ne peut recevoir à une période donnée qu'une quantité déterminée d'huile ; sa capacité est donc limitée ; d'où la contrainte suivante :

$$qo(r, j) \leq CCS(r)$$

$$r = 1...R.$$

$$j = 1...J.$$

### 2.2.1.3. Développement des forages

Le développement a lieu par le forage de nouveaux puits, par conséquent une production va s'ajouter à la production initiale (c'est à dire avant le forage des nouveaux puits), nous obtiendrons par là une production totale du centre CS ® .

La production due aux forages de développement est égale à la production moyenne des puits forés l'année m précédant l'année j, plus la moitié de la production des puits forés l'année j ; on considère donc une production sur une demi période pour l'année j .

L'expression mathématique correspondant à cette contrainte est la suivante

$$qdw(r, j) \leq \sum_{m=1}^{j-1} E(r, m, j) * w(r, m) + \frac{E(r, j, j) * w(r, j)}{2}$$

$$r = 1...R.$$

$$J=1...J.$$

### ◆ APRES DEVELOPPEMENT

Après le développement des forages, nous pouvons définir le réservoir de manière précise en introduisant, la contrainte de fermeture d'un puits .

### 2.2.1.4 - Contrainte de fermeture d'un puits

Lors de la production, il arrive qu'un puits soit fermé pour des raisons diverses, il peut être envahit par l'eau, on peut effectuer sur ce puits des opérations de nettoyage, un GOR élevé peut inciter les responsables à fermer le puits... etc . Le nombre de puits qui sera donc en production est égale aux nombres de puits

existants producteurs plus le nombre de puits nouvellement forés, on retranche cependant le nombre de puits fermés .

**P**ar conséquent, le nombre de puits total en production est donné par l'équation suivante :

$$wt(r, j) = WI(r) + \sum_{m=1}^j w(r, m) - wf(r, j)$$

$$r = 1 \dots R .$$

$$J = 1 \dots J .$$

#### 2.2.1.5. - Contrainte de production totale

**L**a production totale est égale à la production initiale plus la production des puits développés .

**C**ette contrainte est exprimée par l'équation suivante :

$$qt(r, j) = qo(r, j) + qdw(r, j)$$

$$r = 1 \dots R .$$

$$J = 1 \dots J .$$

#### REMARQUE

**L**a production après développement a un déclin exponentiel similaire à celui de la production initiale avec cependant un taux de déclin différent noté  $bt(r)$  qui est la pente de la droite de déclin totale .



La contrainte correspondante est obtenue de la même manière que la contrainte de déclin initiale, il n'y a que la notation qui change .

$$qt(r, j) + \frac{bt(r)}{\left(1 + \frac{bt(r)}{2}\right)} * \sum_{m=1}^{j-1} qt(r, m) \leq \frac{QT(r)}{\left(1 + \frac{bt(r)}{2}\right)}$$

$$r = 1...R.$$

$$J=1...J.$$

#### 2.2.1.6. Contrainte de capacité du centre après développement

La production totale ne doit pas dépasser la capacité du centre de séparation, celui-ci doit pouvoir réceptionner cette quantité ; ce qui nous donne la contrainte suivante :

$$qt(r, j) \leq CCS(r)$$

$$r = 1...R .$$

$$j = 1...J .$$

#### 2.2.1.7. Contrainte réserves récupérables

Une autre contrainte peut être mentionnée pour définir complètement le modèle réservoir et qui exprime le fait qu'après une période d'exploitation, la production totale constitue les réserves récupérables notées RR (r) et qui sont un pourcentage des réserves en place .

$$\sum_{j=1}^J qt(r, j) \leq RR(r).$$

$$r=1...R .$$

### 2.2.1.8.- La contrainte de forage

On peut également limiter le nombre de forages total sur toute la période d'exploitation par la contrainte suivante :

$$\sum_{j=1}^J \sum_{r=1}^R w(r, j) \leq WMAX$$

### 2.2.2 - MODELE PIPELINE

Le modèle pipeline exprime un ensemble de contraintes concernant la conservation du flux au niveau de chaque jonction ainsi que la capacité de chaque ligne .

Le paramètre qui intervient dans le modèle pipeline est présenté comme suit :

PARAMETRE	SIGNIFICATION
CS (s , j)	Capacité du segment s durant l'année j

Les matrices qui interviennent dans ce modèle traduisent la relation qui existe entre les segments et les jonctions, ainsi que la relation entre les réservoirs et les segments ; elles sont notées comme suit :

INP (s , n)	représente les segments s entrant dans la jonction n.
OUT (s , n)	représente les segments sortants de la jonction n.
OUTS (s , r)	représente le segment s sortant du réservoir r.

**L**es contraintes du modèle pipeline traduisent d'une part la notion de conservation du flux au niveau de chaque noeud, d'autre part elles traduisent la notion de capacité de transport de la ligne de collecte .

**U**ne autre contrainte nous décrit la notion de conservation du flux entre les réservoirs et les segments .

### 2.2.2.1. Contrainte pipe unique

**D**e chaque réservoir sort un seul pipe, ceci nous amène à dire que le flux qui sort du réservoir est égale au débit à travers le segment relié directement à ce réservoir . Cette contrainte se traduit par l'équation suivante :

$$qt(r,j) = \text{OUTS}(s,r) * qs(s,j)$$

$$s=1...S$$

$$r=1...R$$

$$j=1...J.$$

### 2.2.2.2 - Contrainte de conservation du flux au niveau des jonctions

**A**u niveau de chaque jonction le flux qui entre est égale au flux qui sort ; ceci traduit la notion de conservation de la masse .

**L**e bilan général pour un noeud est donné par la relation suivante :

$$qs(si1,n)+qs(si2,n)+...+qs(sik,n) = qs(so1,n)+qs(so2,n)+...+qs(sop,n).$$

Où :

$qs (sik , n)$  : débit à travers les segments entrant dans la jonction n .

$qs (sop , n)$  : débit à travers les segments sortant de la jonction n .

**C**ette contrainte est statique, elle peut être exprimée d'une façon plus générale comme suit :

$$\sum_{s=1}^S \text{INP}(s, n) * q_s(s, j) = \sum_{s=1}^S \text{OUT}(s, n) * q_s(s, j)$$

$$n=1\dots N.$$

$$j=1\dots J.$$

**D**ans cette contrainte l'année est mentionnée, elle est donc dynamique.

### 2.2.2.3- Contrainte de capacité de la ligne de collecte

**C**haque ligne de collecte a une capacité notée CS (s), le flux à travers cette ligne ne doit pas dépasser sa capacité, d'où la contrainte suivante :

$$q_s(s, j) \leq CS(s, j)$$

$$s = 1\dots S$$

$$j = 1\dots J$$

### 2.2.3 - TERMINAL

**L**es débits arrivent au centre de stockage à travers les lignes de collectes. Le centre a une capacité limitée. La production totale des réservoirs doit pouvoir être emmagasinée avant son expédition vers IN AMENAS. Les paramètres qui interviennent au niveau du stockage sont les suivant :

PARAMETRE	SIGNIFICATION
CST(j)	Capacité du centre de stockage
INPST (s , st )	Les segments s qui sont reliés au centre de stockage.

**L**a formulation de la contrainte de capacité du centre de stockage est la suivante :

$$\sum_{s=1}^S \text{INPST}(s, st) * q_s(s, j) \leq \text{CST}(j)$$

$$j=1\dots J.$$

## 2.2.4 - Contraintes additionnelles

Il y a plusieurs façons de limiter le forage . D'un côté on peut avoir une contrainte sur le temps d'utilisation des équipements de forages, d'un autre on peut tout simplement limiter le nombre maximum de forages chaque année sur chaque réservoir .

On peut aussi avoir des contraintes sur la durée maximale de fermeture d'un puits pour des raisons de nettoyage (snubbing, stimulation, work-over) .

Les paramètres qui interviennent dans la formulation de ces contraintes sont :

PARAMETRES	SIGNIFICATION
<b>DRT (r , j)</b>	Durée maximale de réalisation des puits sur le réservoir r pour l'année j
<b>DR (r , j)</b>	Durée de réalisation d'un forage
<b>DF (r , j)</b>	Durée maximale de fermeture d'un puits
<b>WM (r , j)</b>	Nombre maximal de puits à forer sur le réservoir r durant l'année j.
<b>SD (r , j)</b>	Durée de l'opération de snubbing
<b>WOD (r , j)</b>	Durée de l'opération de work-over
<b>MD (r , j)</b>	Durée de l'opération de stimulation

### 2.2.4.1. Contrainte de temps

Le forage des puits doit être effectué dans les délais prévus ;

Ceci se traduit par la contrainte suivante :

$$DR(r, j) * W(r, j) \leq DRT(r, j)$$

$$r = 1 \dots R$$

$$j = 1 \dots J$$

#### 2.2.4.2 - Contrainte nombre de forages

Chaque année nous pouvons limiter le nombre de forage pour un réservoir par la contrainte suivante :

$$W(r, j) \leq WM(r, j)$$

$$j = 1 \dots J.$$

$$r = 1 \dots R.$$

#### 2.2.4.3. - Contraintes liées aux opérations effectuées sur les puits

Lors des opérations effectuées sur puits <sup>1</sup>, ces derniers seront mis hors service, cependant la durée de leur fermeture est limitée .

Afin de pouvoir écrire la contrainte correspondante pour chaque opération : snubbing, work-over, stimulation, nous avons dû émettre les hypothèses suivantes :

- On ne peut effectuer qu'une seule opération durant une année déterminée .
- Les puits sur un même réservoir subissent la même opération .

Ces hypothèses ne sont pas réalistes car la décision de fermer un puits ne peut être prise qu'après l'avoir testé et vu de quelle opération aurait besoin ce dernier .Cependant si on tient compte de ces hypothèses qui est un cas idéal, le but de ces contraintes liées aux opérations de nettoyage, est de limiter le nombre de puits fermés en limitant la durée de leur fermeture .

Ces assertions se traduisent par les contraintes suivantes :

---

<sup>1</sup> voir annexe (8):definition 2

$$[\beta_1(r,j)*SD(r,j)+\beta_2(r,j)* WOR(r,j) +\beta_3(r,j)*MD(r,j)] * wf(r,j) \leq DF(r,j)$$

**A**fin de linéariser cette contrainte nous proposons les trois contraintes suivantes :

$$SD(r,j)* wf(r,j) \leq \beta_1(r,j)*DF(r,j)+M* (1-\beta_1(r,j))$$

$$WOD(r,j)*wf(r,j) \leq \beta_2(r,j)* DF(r,j) + M * (1-\beta_2(r,j))$$

$$MD(r,j) * wf(r,j) \leq(1-(\beta_1(r,j)+\beta_2(r,j)))*DF(r,j)+M*\beta_1(r,j) + \beta_2(r,j))$$

$$\beta_1(r,j) + \beta_2(r,j) \leq 1$$

### 2.2.5 Contraintes liées aux projets de développement

**L**es projets de développement concernent les nouveaux forages d'une part, de l'autre on peut aussi être amené à relier un centre de traitement qui ne faisait pas partie du réseau initial, ceci va engendrer l'extension de lignes supplémentaires et donc l'augmentation de capacités dans les segments .

**L**es paramètres qui interviennent sont :

PARAMETRE	SIGNIFICATION
CS (s,j)	Capacité du segment s
CSmax(s,j)	Capacité maximale à ajouter au segment s

#### 2.2.5.1. Contrainte de capacité

**L**es capacités ajoutées au réseau sont exprimées par la contrainte suivante :

$$q_s(s, j) - \sum_{m=1}^{j-1} c(s, m) \leq CS(s, j)$$

$$s=1...S$$

$$j=1...J$$

### 2.2.5.2. - Contrainte de capacité maximale

La capacité maximale à ajouter aux segments est exprimée par la contrainte suivante

$$c(s,j) - \delta(s,j) * CS_{\max}(s,j) \leq 0$$

### 2.2.5.3 Une seule extension sur toute la période d'exploitation

On ne peut cependant envisager qu'une seule extension du segment s sur la période d'exploitation donnée, ceci se traduit par la contrainte suivante :

$$\sum_{j=1}^J \delta(s,j) \leq 1$$

### 2.2.6 - Contraintes budgétaires

Les contraintes budgétaires sont liées aux projets de développement des forages ainsi que l'extension des lignes . Ces projets de développement vont engendrer des charges fixes pour l'extension des lignes et des charges variables en fonction des capacités ajoutées ainsi que des coûts de forages .

Les paramètres qui interviennent dans la formulation de ces contraintes sont :

PARAMETRE	SIGNIFICATION
CFE ( s )	coût fixe d'extension du segment s
CVE ( s )	coût variable d'extension du segment s
K ( j )	capital d'investissement pour l'année j
CW ( r , j )	coût de forage d'un puits sur le réservoir r durant l'année j.



**L**e capital alloué aux projets de développement pour une année déterminée est limité on peut exprimer cette contrainte budgétaire de la manière suivante :

$$\sum_{r=1}^R \sum_{s=1}^S CW(r, j) * w(r, j) + c(s, j) * CVE(s) + \delta(s, j) * CFE(s) \leq K(j)$$

$$j=1...J.$$

### 2.3 - Fonction objectif

**L**a fonction objectif est constituée par les blocs suivants :

- la valeur du produit,
- le coût d'exploitation des puits producteurs **C1 (r , j)**,
- le coût de forage des puits **C2 (r , j)**,
- le coût d'exploitation des segments **C3 (s , j)**,
- les coûts engendrés par les projets de développement et qui comprennent les taxes et le taux d'intérêt **C4 (j)** .

**E**lle peut être exprimée par la formule générale suivante :

**F** = Prix de vente d'une unité de brut \* quantité d'huile vendue - coût d'exploitation d'un puits \* nombre total de puits - coût de forage d'un puits \* nombre de puits forés - coût d'exploitation d'un segment \* quantité qui traverse ce segment - taux d'intérêt \* capital investit dans les projets de développement.

#### 2.3.1. - LA VALEUR DU PRODUIT

**O**n considère la quantité vendue celle qui arrive au stockage donc :

$$\sum_{S+1}^S \text{INPST}(s, st) * q_s(s, j)$$

en désignant par  $P(j)$  le prix du brut de l'année  $j$

**L**a valeur du produit sera donc :

$$P(j) * \sum_{S+1}^S \text{INPST}(s, st) * q_s(s, j)$$

### 2.3.2. - Les couts

**L**es coûts se décomposent en :

- **Dépenses de développement :**

**E**lle correspondent aux investissements nécessaires pour mettre en exploitation le gisement.

- **Dépenses d'exploitation**

**E**lles correspondent aux frais qui permettent d'assurer l'entretien et la surveillance des puits productifs et la bonne marche des équipements de production.

**L**'expression de la fonction objectif pour une année particulière  $j$  :

$$\begin{aligned} \text{NCF}(j) = & \sum_{r=1}^R \sum_{s=1}^S P(j) * \text{INPST}(s, st) * q_s(s, j) - C1(r, j) * (WI(r) + \sum_{m=1}^j w(r, m) - \\ & wf(r, j)) - C2(r, j) * w(r, j) - C3(s, j) * q_s(s, j) - C4(j) * (CW(r, j) * w(r, j) + \\ & \text{CFE}(s) * \delta_s(s, j) + \text{CVE}(s) * c(s, j)) \end{aligned}$$

**L**a fonction objectif sur toute la période d'exploitation  $j$  doit faire apparaître un taux d'actualisation  $I$ , elle sera exprimée donc sous la forme :

$$OBJ = \sum_{j=1}^J \frac{1}{\left(1 + \frac{I}{100}\right)^j} * NCF(j)$$

## IV.3 - CARACTERISTIQUES DU MODELE

### 3.1 - Nature du modèle

**L**e processus de production d'un champ est en réalité un problème non linéaire. Cette non linéarité est due essentiellement à la structure géologique du gisement, de son hétérogénéité, de la pression de fond, des caractéristiques de ses fluides à savoir la viscosité, le rapport gaz/huile, le rapport eau/huile, la densité de l'huile...etc .

Néanmoins, nous pouvons nous ramener à l'étude d'un problème linéaire par l'introduction du phénomène de déclin de la production ; ce dernier est fonction de la variation des facteurs cités ci-dessus (GOR , WOR, chute de pression) .

**C**ette généralisation du problème a permis la linéarisation du modèle sans pour autant s'éloigner de l'aspect réel .

**L**es contraintes relatives au transport expriment les notions d'équilibre du flux au niveau des jonctions ainsi que le bilan matière entre les réservoirs et les segments ; ces contraintes sont linéaires ; le reste des contraintes concernant les projets d'extension sont linéaires et enfin la fonction objectif est linéaire elle aussi .

**L**e modèle que nous avons proposé est donc linéaire à variables mixtes .

### 3.2 - Complexité du modèle

**L**e modèle linéaire se formule en variables mixtes :

- continues pour les quantités à produire et pour les capacités ajoutées,
- binaires pour les variables de décision,
- entières pour le nombre de forages .

#### 1.NOMBRE DE VARIABLES

##### 1.1.VARIABLES CONTINUES ET ENTIERES

$$3 * \text{CARD (r)} * \text{CARD (j)} + 2 * \text{CARD (s)} * \text{CARD (j)} = 460$$

##### 1.2.VARIABLES BINAIRES

$$3 * \text{CARD (r)} * \text{CARD (j)} + \text{CARD (s)} * \text{CARD (j)} = 350$$

##### 1.3- VARIABLES ENTIERES

$$2 * \text{CARD (r)} * \text{CARD (j)} = 160.$$

#### 2.NOMBRE DE CONTRAINTES

$$12 * \text{CARD (r)} * \text{CARD (j)} + 3 * \text{CARD (s)} * \text{CARD (j)} + \text{CARD (s)} * \text{CARD(n)} \\ + \text{CARD (r)} * \text{CARD (j)} + \text{CARD (s)} + \text{CARD (r)} + 2 * \text{CARD (j)} + \\ \text{CARD (s-5)+1} = 1229 .$$

#### 3 - TAILLE DU MODELE DE BASE

**NOMBRE TOTAL DE VARIABLE : 970**

**NOMBRE TOTAL DE CONTRAINTES : 1229.**

### 3.3 - Objectif du modèle

L'objectif du modèle est de déterminer un programme de production et de développement qui maximise le bénéfice réalisé par la société.

### 3.4 - Apport du modèle

Ainsi formulé, le modèle est dynamique. Il fournit un plan de production et de développement sur la période d'exploitation considérée :

Il indique :

- les quantités de pétrole à produire de chaque réservoir chaque année,
- les capacités ajoutées au système,
- le nombre de puits à forer chaque année,
- les quantités d'huile qui traversent chaque segment,
- une aide à la prise de décision concernant l'extension d'un segment et par la connexion d'un nouveau réservoir .

### 3.5 - Autre objectif du modèle

L'objectif principal de notre modèle était de maximiser le profit de production sur la période de planification. Nous pouvons cependant l'utiliser comme moyen pour choisir une meilleure configuration du réseau de collectes. Certes on pourrait utiliser les méthodes et les algorithmes d'optimisation des réseaux, mais on peut également faire un meilleur usage du modèle et cela en mettant au point plusieurs schémas ou variantes du réseau. Pour cela on va apporter les changements suivants sur le réseau existant :

- augmenter ou diminuer le nombre de jonctions,
- augmenter ou diminuer le nombre de segments,
- modifier les relations qui existent entre :

**1- segment et jonctions**

**2- réservoir et segment**

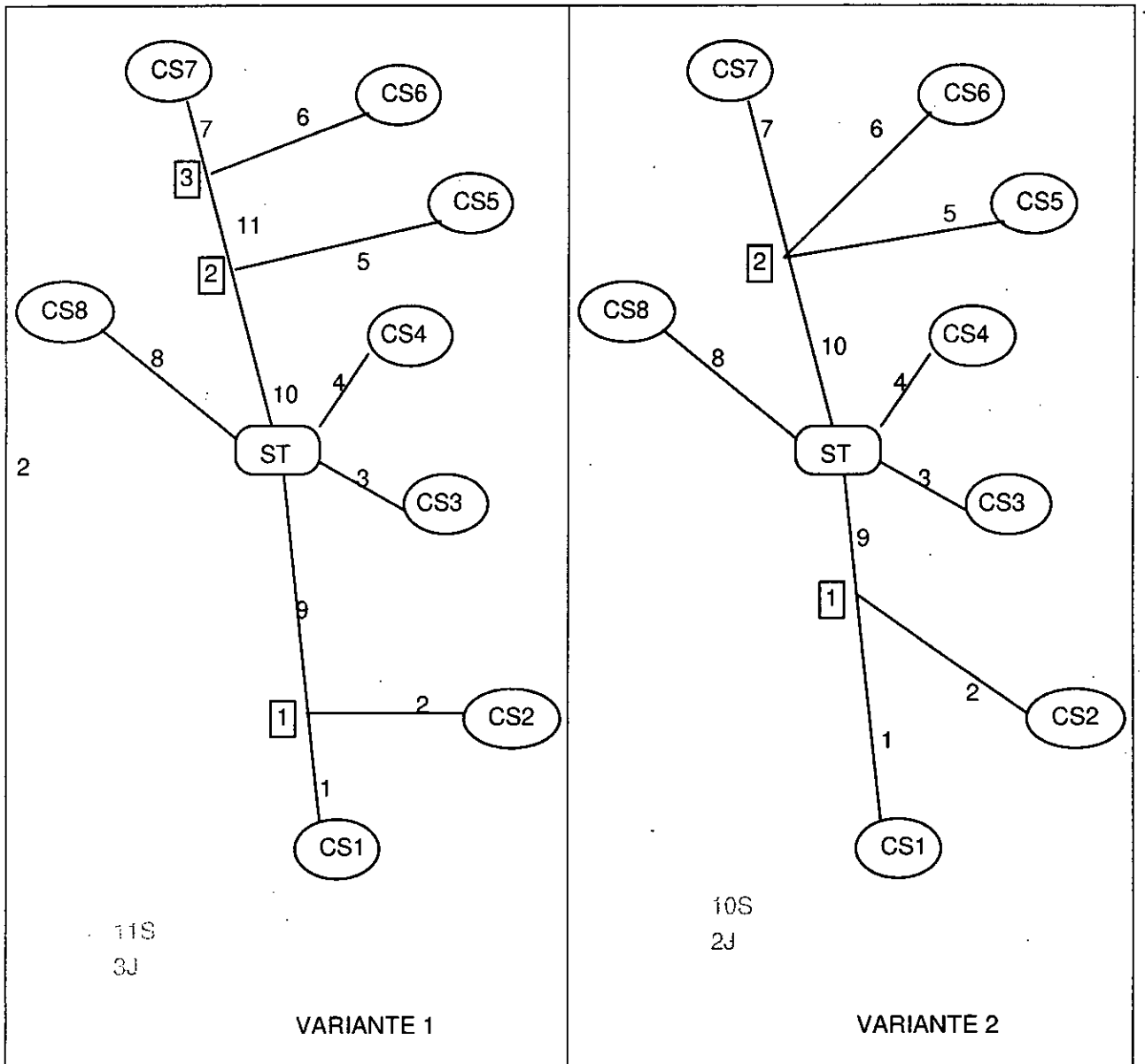
**3- segment et centre de stockage**

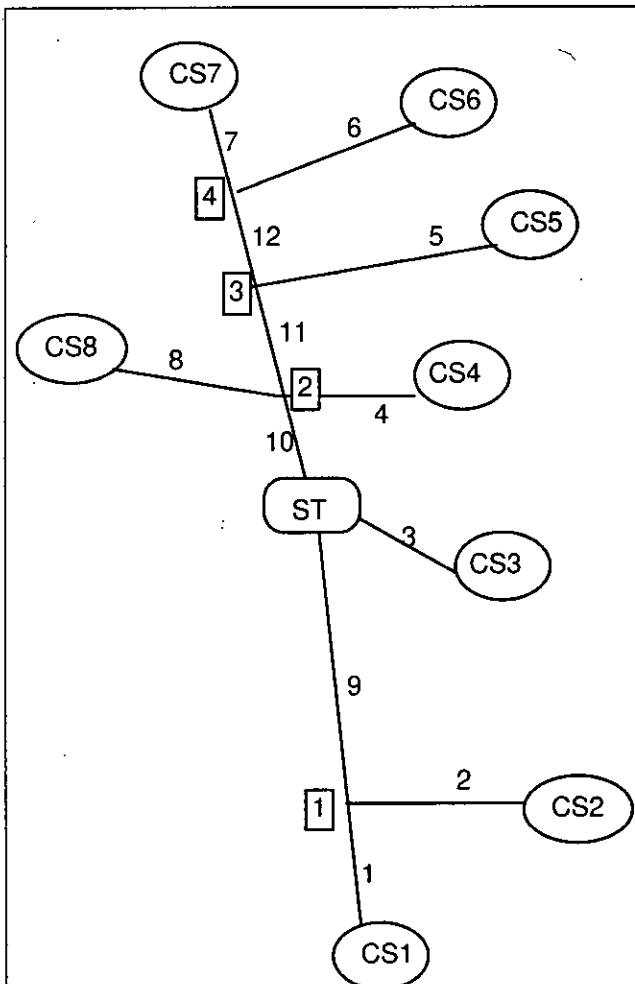
- modifier la matrice des coûts concernant les segments .

**A** chaque variante (fig 3.5.a), nous allons appliquer le modèle et trouver la valeur de la fonction objectif. Le choix de la meilleure variante sera établi en fonction de la valeur maximale de la fonction objectif .

**L**e second objectif du modèle est de trouver le réseau optimal qui satisfait cependant les contraintes agissant sur le système .

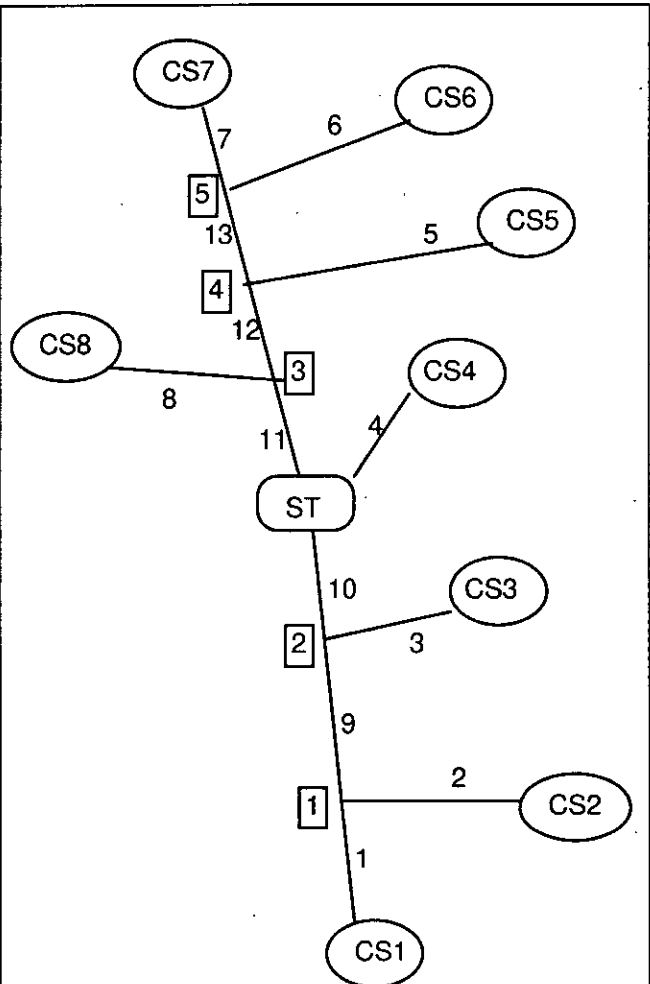
FIG 3.5.a





12C  
4J

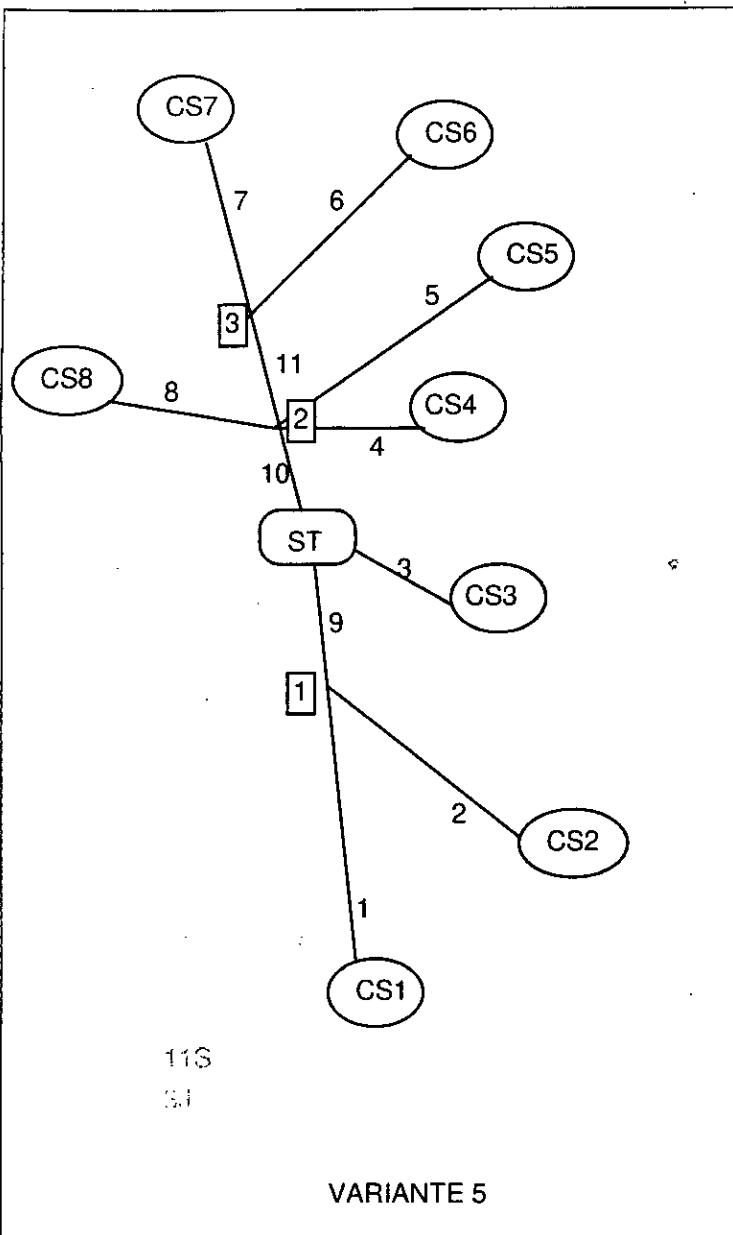
VARIANTE 3



13S  
5J

VARIANTE 4





# CHAPITRE V

## *Mise en oeuvre du modèle*

## V - MISE EN OEUVRE DU MODELE

### V.1 - LE MODELE TESTE

**D**ans le but d'appliquer le modèle à notre champ, nous avons dû éliminer certaines contraintes sans les ignorer complètement car elles seront assimilées à d'autres contraintes : Nous avons supprimé la contrainte de fermeture d'un puits ainsi que la contrainte des opérations effectuées sur puits .

**C**es deux contraintes faisaient apparaître le nombre de puits fermés comme variable du modèle, nous pouvons dire que pour les besoins d'application, nous considérons les puits existants notés WI (r) dans le modèle comme des puits en production sur lesquels nous pouvons effectuer les opérations tel que le snubbing, la stimulation... .

**L**e coût de ces opérations on le retrouve dans la fonction objectif comme étant le coût d'exploitation d'un puits. Le nombre total de puits sera composé des puits existants et des puits nouvellement forés w(r,j) .

**L**e modèle testé peut s'écrire :

$$\begin{aligned} \text{NCF}(j) = & \sum_{r=1}^R \sum_{s=1}^S P(j) * \text{INPST}(s, st) * q_s(s, j) - C1(r, j) * (WI(r) + \sum_{m=1}^j w(r, m)) - \\ & C2(r, j) * w(r, j) - C3(s, j) * q_s(s, j) - C4(j) * (CW(r, j) * w(r, j) + \\ & \text{CFE}(s) * \delta_s(s, j) + \text{CVE}(s) * c(s, j)) \end{aligned}$$

SC:

$$q_o(r, j) + \frac{bo(r)}{(1 + \frac{bo(r)}{2})} * \sum_{m=1}^{j-1} q_o(r, m) \leq \frac{QO(r)}{(1 + \frac{bo(r)}{2})}$$

$$q_o(r, j) \leq \text{CCS}(r)$$

$$qdw(r,j) \leq \sum_{m=1}^{j-1} E(r,m,j) * w(r,m) + \frac{E(r,j,j) * w(r,j)}{2}$$

$$qt(r,j) = qo(r,j) + qdw(r,j)$$

$$qt(r,j) + \frac{bt(r)}{(1 + \frac{bt(r)}{2})} * \sum_{m=1}^{j-1} qt(r,m) \leq \frac{QT(r)}{(1 + \frac{bt(r)}{2})}$$

$$qt(r,j) \leq CCS(r)$$

$$\sum_{j=1}^J qt(r,j) \leq RR(r)$$

$$qt(r,j) = OSTS(s,r) * qs(s,j)$$

$$\sum_{s=1}^S INP(s,n) * qs(s,j) = \sum_{s=1}^S OUT(s,n) * qs(s,j)$$

$$qs(s,j) \leq CS(s,j)$$

$$\sum_{s=1}^S INPST(s,st) * qs(s,j) \leq CST(j)$$

$$DR(r,j) * W(r,j) \leq DRT(r,j)$$

$$W(r,j) \leq WM(r,j)$$

$$qs(s,j) - \sum_{m=1}^{j-1} c(s,m) \leq CS(s,j)$$

$$c(s,j) - \delta(s,j) * CSMAX(s,j) \leq 0$$

$$\sum_{j=1}^J \delta(s,j) \leq 1$$

$$\sum_{r=1}^R \sum_{s=1}^S CW(r,j) * w(r,j) + c(s,j) * CVE(s) + \delta(s,j) * CFE(s) \leq K(j)$$

$$r = 1 \dots R, s = 1 \dots S, j = 1 \dots J.$$

## 1.1 - COMPLEXITE DU MODELE TESTE

NOMBRE DE VARIABLES :

$$4 * \text{CARD}(r) * \text{CARD}(j) + 3 * \text{CARD}(j) * \text{CARD}(s) = 650.$$

NOMBRE DE CONTRAINTES :

$$7 * \text{CARD}(r) * \text{CARD}(j) + 3 * \text{CARD}(s) * \text{CARD}(j) + \text{CARD}(r) * \text{CARD}(s) * \text{CARD}(j) + \text{CARD}(j) * \text{CARD}(N) + \text{CARD}(r) + \text{CARD}(S) + 2 * \text{CARD}(j) = .$$

## 1.2 - Période de programmation

**L**e développement d'un champ se fait généralement sur des périodes de 10 à 25 ans selon l'importance de ses réserves en place .

**D**ans notre cas, nous avons choisit une période de dix années car notre champ est particulièrement vieux .

## V.2 - PARTICULARITES DU MODELE

**L**e modèle testé comprend plus de 910 paramètres . Ses paramètres peuvent être classés en deux sous groupes : des paramètres techniques et des paramètres économiques .

### 2.1 - Paramètres techniques

**C**es paramètres sont relatifs aux :

- caractéristiques des centres de traitements : capacité des centres, les réserves en place,
- caractéristiques des pipelines : capacités, longueurs, diamètres,
- caractéristique du centre de stockage : capacité,
- données sur le nombre de forages possibles,

- données sur les capacités maximales pouvant être atteintes .

## 2.2 - Paramètres économiques

Ils sont relatifs aux :

- coûts variables d'extension des segments,
- coût fixes d'extension des segments,
- coût de forages .

## V.3 - APPLICATION

### 3.1 - Outil de résolution

Notre modèle est linéaire et pour des raisons de disponibilité, nous avons porté notre choix sur le logiciel **GAMS** qui présente les avantages suivants :

- la qualité de la solution,
- la mémoire nécessaire à l'exécution du modèle,
- le temps de calcul réduit,
- la facilité de manipulation .

**GAMS** est un logiciel récent et performant qui utilise les méthodes de programmation mathématique .

### FICHE TECHNIQUE DE LA VERSION 2. 02 A

- Distributeur : The scientific Press (STANFORD UNIVERSITY) .
- Mémoire minimum : 512 K .
- Machine IB. TA avec DOS 3.1 .
- Type de problèmes : GP (Problèmes généraux) .
- Dimension maximum : 300 lignes et 500 colonnes.

## STRUCTURE DU MODELE **GAMS**[BRK.90]

**L**a structure d'un modèle **GAMS** se présente de la manière suivante :

### **INPUT/**

#### **SETS**

##### **DECLARATION**

Assignment of members

#### **DATA**

##### **DECLARATION**

Assignment of values.

#### **VARIABLES**

##### **DECLARATION**

Assignment of type

(Optional) Assignment of bounds and/or initial values

#### **EQUATION**

##### **DECLARATION**

Définition

### **MODELE AND SOLVE STATEMENTS**

(optional) Display statements.

### **OUTPUTS :**

Echo print

Reference maps

Equation listing

Results.

## **CLASSIFICATION DES MODELES **GAMS****

**U**ne grande variété de problèmes peut être résolue à l'aide du logiciel **GAMS** , il faut cependant connaître le type du problème à résoudre.

**GAMS** reconnaît les types suivants :

**LP** : Linear Programming .

**NLP** : Non linear Programming .

**DNLP** : Non Linear Programming with Discontinues dérivatives .

**RMIP** : Relaxed Mixed Integer Programming .

**MIP** : Mixed Integer Programming .

**RMIDNLP** : Relaxed Mixed Integer Non Linear Programming with Discontinues Derivatives .

**MIDNLP** : Mixed Integer Non Linear Programming with Discontinues Derivatives

### 3.2 - Formalisation du modèle en **GAMS**

**L**e modèle est linéaire à variables mixtes, il est donc classé par **GAMS** comme étant de type **MIP**.

**L**a formulation de notre modèle testé peut être consultée dans l'annexe (5).

**D**ans le but de faire une application du modèle pour différentes variantes du réseau ; nous avons mis au point un logiciel qui nous donne les possibilités suivantes :

- sélectionner la variante,
- manipuler les différentes matrices du modèle,
- calculer les paramètres qui changent en fonction des variantes,
- exécuter le programme **GAMS**,
- lire la fonction objectif de chaque variante,
- afficher le schéma optimal .

### V.4 - INTRODUCTION DES DONNEES

**A**près analyse des paramètres du modèle, il apparaît que certaines données n'ont pas besoin d'être changées . Ces données concernent en général : les réservoirs ; par contre toutes les informations concernant les segments et les jonctions doivent être modifiées pour chaque variante .



**O**n peut également déterminer quelques paramètres (capacité d'un segment, longueur) à partir de données connues (diamètre, coordonnées des jonctions, des réservoirs et du centre de stockage) ; leur calcul peut être généré de façon automatique à l'aide d'un programme .

**P**our introduire les données qui changent dans le modèle **GAMS**, nous avons dirigé nos travaux vers l'établissement de plusieurs petits programmes permettant la génération des matrices, paramètres et sets .

**L**'introduction de ces paramètres est indépendante des équations du modèle, nous pouvons donc faire une application sur plusieurs cas, ce qui rend notre modèle flexible .

#### 4.1 - Génération des matrices du modèle

**L**a génération des matrices a nécessité l'établissement de plusieurs programmes écrits en turbo pascal .

**L**es programmes permettent de :

- restituer les données d'entrée sous une forme explicite accompagnées de message,
- modifier les données si nécessaire,
- calculer certains paramètres du modèle (capacité du segment),
- exécuter le programme **GAMS**,
- éditer la fonction objectif du modèle **GAMS** .

## V.5 INTERFACE UTILISATEUR DU MODELE

**A**fin de faciliter l'utilisation du modèle et d'exploiter les possibilités de changements concernant les paramètres . Il nous a été nécessaire de concevoir une interface (fig V.5.a) utilisateur d'entrée des données et de sortie des résultats .

**L'**interface réalisée est une application de la programmation orientée objet et de la turbo vision.

**E**lle permet de modifier le fichier entrée du programme **GAMS**, de l'exécuter et de lire le résultat .

**S**ur le haut de l'écran de l'interface, nous retrouvons la barre des menus suivants :

### VARIANTE    DONNEES GEOMETRIQUES    COUTS    RESULTATS

#### 5.1 - MENU " \_ "

**R**enseigne sur l'auteur de l'interface, son adresse et la date de sa mise en oeuvre .

#### 5.2 - MENU « VARIANTE »

**S**ert à introduire le numéro de la variante sur laquelle nous voulons faire exécuter le programme **GAMS** .

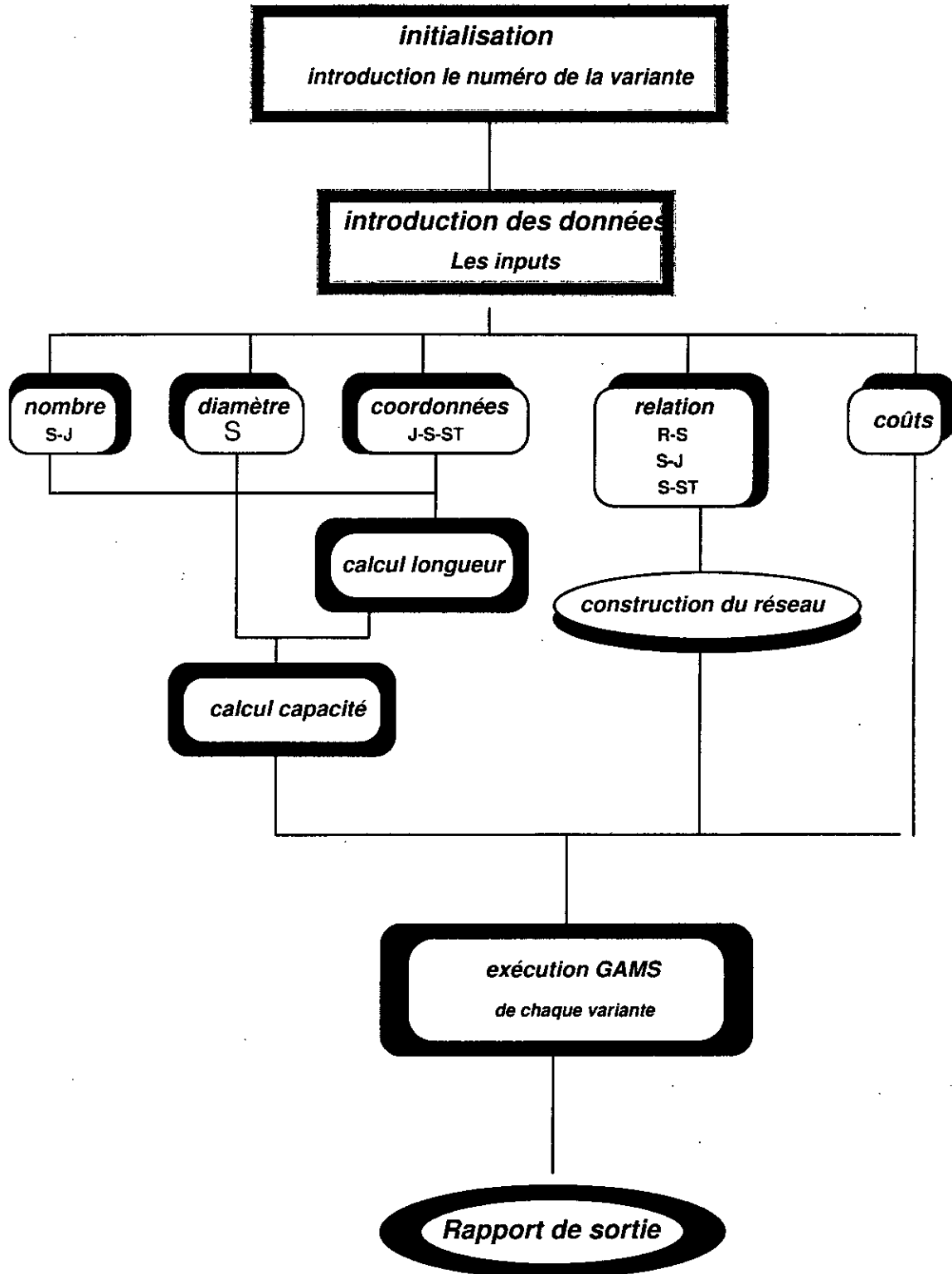
#### 5.3 - MENU «DONNEES GEOMETRIQUES»

**I**l offre la possibilité d'introduire les données décrivant le réseau. Il est constitué des sous-menu suivants :

##### 3.1 - SOUS MENU « NOMBRE J - S »

**S**ert à introduire le nombre de jonctions et le nombre de segments instituant le nouveau réseau .

FIGURE V.5.a : Organigramme de logiciel



### **3.2 - SOUS MENU « SEGMENT »**

**I**l offre la possibilité d'introduire des données décrivant la nouvelle situation concernant :

les segments à développer, le diamètre des segments, la capacité maximale à ajouter aux segments développés. Ce sous-menu contient trois commandes :

#### **3.2.1- COMMANDE SEGMENT A DEVELOPPER**

**O**ffre la possibilité de changer le paramètre indiquant les segments qu'on doit développer .

#### **3.2.2 - COMMANDE DIAMETRE SEGMENT**

**O**ffre la possibilité de changer le paramètre qui nous donne le diamètre des segments .

#### **3.2.3 - COMMANDE CAPACITE MAX SEGMENT**

**E**lle est relative au paramètre indiquant la capacité maximale à ajouter aux segments développés .

### **3.3 - SOUS MENU COORDONNEES**

**N**ous définit les coordonnées des réservoirs, des jonctions et du centre de stockage . Il est constitué de trois commandes :

#### **3.3.1 - COMMANDE RESERVOIR**

**C**ette commande nous indique les coordonnées des réservoirs à savoir l'abscisse X, l'ordonné Y .

#### **3.3.2 - COMMANDE JONCTION**

**C**ette commande indique les coordonnées des jonctions .

#### **3.3.3 - COMMANDE STOCKAGE**

**C**ette commande indique les coordonnées du centre de stockage.

### 3.4 - SOUS MENU RELATION

**D**éfinit les relations qui existent entre les différentes composantes du réseau.

Il comprend les commandes suivantes :

#### 3.4.1 - COMMANDE RELATION R.S

**O**ffre la possibilité de changer la matrice décrivant la relation entre réservoir et segment .

#### 3.4.2 - COMMANDE RELATION S.J

**C**ette commande est constituée de deux sous-commandes :

##### 3.4.2.1 - SOUS COMMANDE RELATION ENTREE

**E**lle introduit la matrice définissant les segments S entrant de la jonction N

##### 3.4.2.2 - SOUS COMMANDE RELATION SORTIE

**E**lle introduit la matrice définissant les segments S sortant de la jonction N

#### 3.4.3 - COMMANDE RELATION S STOCKAGE

**C**ette commande nous définit la matrice qui spécifie les segments reliés au stockage .

### 5.4 - MENU COUTS

**I**l offre la possibilité d'introduire les données relatives aux coûts des segments .

Il est composé des sous menu suivants :

#### 4.1 - SOUS MENU COUT VARIABLE D'EXPLOITATION.

#### 4.2 - SOUS MENU COUT VARIABLE D'EXTENSION.

#### 4.1 - COUT VARIABLE D'EXPLOITATION :

**I**l permet l'affichage du coût variable unitaire d'exploitation des segments

#### 4.2 - COUT VARIABLE D'EXTENSION :

**I**l permet l'affichage du coût variable unitaire d'extension des segments .

#### 5.5 - MENU RESULTATS

**C**e menu nous résume le résultat des différents calculs effectués sur l'ordinateur et les afficher. Il est composé des sous-menu suivants :

##### 5.1 - LONGUEUR

**F**ournit les résultats concernant les longueurs qui ont été calculées à partir du programme écrit en pascal (longueur.pas)<sup>2</sup> .

##### 5.2 - CAPACITE SEGMENT

**P**ermet l'affichage des résultats concernant la capacité de chaque segment calculée à partir du programme écrit en pascal (capacit.pas)<sup>1</sup> .

##### 5.3.LA MASSE DES SEGMENTS

**P**ermet l'affichage des résultats concernant la masse des segments. qui ont été calculées grâce au programme écrit en pascal nommé (MASS.PAS)

##### 5.4- COUT D'INSTALLATION DES SEGMENTS

**P**ermet l'affichage des résultats concernant les coûts des installations de chaque segment calculés à partir du programme écrit en pascal (COUTINST.pas) .

---

<sup>2</sup> voir annexe (6):les procédures de calcul.

### 5.5 - EXECUTION

Il permet l'exécution du modèle **GAMS** pour la variante sélectionnée et après l'introduction de nouvelles données .

### 5.6 - VARIABLES :

Il permet d'afficher les valeurs par les variables après exécution du modèle **GAMS** .

### 5.7 - FONCTION OBJECTIF :

Il permet de lire la valeur de la fonction objectif .

## V.6.INTERPRETATION DES RESULTATS OBTENUS

La mise en oeuvre du modèle **GAMS** pour les cinq variantes,nous a conduit aux résultats présentés sous forme de tableaux <sup>3</sup>

Ces tableaux nous indiquent :

- ◆ les quantités à produire initialement avant le developpement des forages,notées **Q0**,
- ◆ les quantités produites à partir des nouveaux puits forés notés **QDW**,
- ◆ la production totale **QT**,
- ◆ le nombre de puits à forer chaque année pour chaque réservoir,noté **W**,
- ◆ les nouvelles lignes à developper.Cette extension est représentée par la variable binaire **DELTS**,
- ◆ les capacités ajoutées dans les lignes après extension ,notées **C**,

Nous avons obtenu pour chacune des variantes et sur un horizon fixé à dix ans,les résultats suivants :

---

<sup>3</sup> Voir annexe (7): les résultats.

**Durant la première année:**

Le modèle suggère pour l'ensemble des variantes:

- ◆ la connexion des réservoirs 2,5,6 par l'intermédiaire des segments 2,5,6 respectivement.
- ◆ L'extension de ces segments est représentée dans le modèle par la variable **DELTS** qui a pris la valeur 1 durant cette année .
- ◆ La connexion des réservoirs 2,5,6 a engendré des capacités supplémentaires au réseau **C(S,J)**. Ces capacités sont égales aux débits **QS** à travers les segments **S** .

**C**ependant, pour chacune des variantes le modèle suggère le programme de forage suivant :

**P**our la première variante:

- ◆ Trois forages dont :
  - deux puits sur le réservoir 1.
  - un puits sur le réservoir 8.
- ◆ les deux puits forés sur le réservoir 1 ont été mis en service durant cette année.

**P**our la deuxième variante:

- Il n'y a pas eu de forage .

**P**our la troisième variante:

- ◆ Trois forages dont :
  - deux puits sur le réservoir 1 et leur mise en production durant la même année..
  - un puits sur le réservoir 4.

**P**our la quatrième variante:

- ◆ Deux forages dont:
-



-un puits sur le reservoir 1 avec sa mise en production .durant la même année.

-un puits sur le réservoir 4.

**P**our la cinquième variante :

◆ Deux forages dont :

-un puits sur le reservoir 1 avec sa mise en production durant la même année..

-un puits sur le reservoir 4.

**D**urant la deuxième année:

le modèle suggère:

**P**our la première variante:

◆ quatre forages dont :

-un puits sur le réservoir 1.

- deux puits sur le réservoir 4.

-un puits sur le réservoir 5.

◆ la mise en service du puits foré durant la première année sur le réservoir 8

**P**our la deuxième variante:

◆ forage de deux puits sur le réservoir 4 .

◆

**P**our la troisième variante

:le même programme de forage que la première variante.

**P**our la quatrième variante:

◆ forage de trois puits sur le réservoir 4.

**P**our la cinquième variante

:même programme de forage que la quatrième variante.

**Durant la troisième année :**

**Pour la variante 1:**

- ◆ quatre forage dont:
  - un puits sur le réservoir 1 .
  - un puits sur le réservoir 5.
  - deux puits sur le réservoir 4.
- ◆ mise en service des puits forés sur les reservoirs 4 et 5.

**Pour la variante 2:**

- ◆ trois forages dont:
  - deux puits sur le résevoir 4.avec leur mise en service.
  - un puits sur le réservoir 5.

**Pour la variante 3:**

- ◆ trois forages dont:
  - un puits sur le réservoir 1.
  - un puits sur le réservoir 4 avec sa mise en service.

**Pour la variante 4:**

- ◆ trois forages dont:
  - deux puits sur le réservoir 4.
  - un puits sur le réservoir5.
- ◆ la mise en service des puits forés sur le réservoir 4.

**Pour la variante 5:**

même programme de forage que la variante 4 et la mise en service des puits.

**A partir de la quatrième année jusqu'à la dixième année :**

le modèle suggère

- ◆ le forage de trois puits pour l'ensemble des variantes sur le réservoir 3.,durant la quatrième année.
- ◆ leur mise en production s'effectue durant la huitième année.
- ◆ le forage d'un puits sur le réservoir 6 durant la septième année ,sa mise en production n'est effectuée que durant la huitième année, pour les variantes 1;2;3. et le forage de trois puits durant la huitième année ,leur mise en service étant effectuée durant la dixième année,pour les variantes 4,5.
- ◆ Le programme de forage pour le deuxième réservoir a commencé à partir de la sixième année.et sur le septième réservoir jusqu'à la dixième année .

**A**près analyse des differents tableaux **Q0.I, QDW.I, QT.I , APT.I**,on constate que la production décline avec le temps,donc la contrainte de declin de la production a été respectée pour chacune des variantes.

### **Critère de choix de la meilleure variante:**

**P**our choisir la meilleure variante donc la meilleure configuration du réseau ,nous avons pris en considération les deux critères suivants :

- 1-La production maximale sur toute la période d'exploitation (**AP.I**).
- 2-la valeur maximale de la fonction objectif(**NCF.I**).

- suivant le premier critère nous avons classé les cinq variantes suivant l'ordre décroissant des AP.I comme suit:

la variante 1	$AP=1.054816 \cdot 10^7 m^3$
la variante 3,4,5:	$AP=1.054303 \cdot 10^7 m^3$
la variante 2	$AP=1.054012 \cdot 10^7 m^3$

- suivant le deuxième critère nous avons classé les cinq variantes comme suit:

la variante 2:	NCF= $9.74367 \cdot 10^7$ DA
la variante 1:	NCF= $9.60305 \cdot 10^7$ DA
la variante 5 :	NCF= $9.50019 \cdot 10^7$ DA
la variante 3:	NCF= $9.326672 \cdot 10^7$ DA
la variante 4:	NCF= $9.28567 \cdot 10^7$ DA

**E**n examinant les valeurs prises par les AP.I, nous pouvons dire que le critère correspondant peut être ignoré ,car l'écart entre les différentes variantes est négligeables .

**L**e choix de la meilleure variante suivant le deuxième critère peut être effectué ,ceci nous amène à porter notre choix sur la variante 2 .

# CHAPITRE VI

## *Extension du modèle*

## **VI - EXTENSION DU MODELE**

### **Introduction**

**L**e modèle établi, est un exemple d'application de la programmation linéaire au processus de production des hydrocarbures . Un tel modèle est nécessaire pour la planification des projets de développement . Il constitue un moyen pour répondre aux besoins futurs en huile sur une période déterminée .

**U**ne extension du modèle serait d'inclure d'autres projets de développement qui vont générer des contraintes additionnelles au modèle de base .

**C**ette extension peut être relative au stockage dans le cas où la capacité de ce dernier s'avère insuffisante, comme elle peut correspondre à l'extension des manifolds après un développement important des forages .

### **VI.1 - EXTENSION MANIFOLD**

**L'**extension des manifolds s'effectue après le développement des forages, il constitue le lieu où vont se connecter les nouveaux puits . Cette extension est faisable dans le cas où il ne serait pas possible de connecter les puits nouvellement forés à la place des puits qui ont été abandonnés .

**S**i l'extension des manifolds a lieu, il faudrait dans ce cas introduire :

- **des variables continues** : il s'agit des capacités ajoutées au manifold .
- **des variables binaires** : pour nous préciser si l'extension a eu lieu ou bien non .
- **des contraintes** : Il s'agit de contraintes :

1 - de capacité des manifolds à ne pas dépasser

2 - de capacité maximale à ajouter au manifold .

On peut également ajouter une contrainte pour dire qu'on ne peut faire qu'une seule extension sur la période déterminée.

### 1.1 - Notation des variables

VARIABLE	SIGNIFICATION
$c_{man}(r, j)$	capacité ajoutée au manifold du réservoir r, l'année j.
$\delta_{man}(r, j)$	variable binaire qui vaut

$\delta_{man}(r, j) =$  1 : s'il y a extension du manifold  
0 : sinon.

### 1.2 - Notation des paramètres

Les paramètres qui interviennent dans ce cas sont :

PARAMETRE	SIGNIFICATION
$CMAN_{max}(r, j)$	capacité maximale à ajouter au manifold
$c_{man}(r)$	capacité du manifold
$QW(r, j)$	débit moyen d'un puits

### 1.3-Formulation mathématique des contraintes

### 1.3.1 - Contrainte capacité du manifold

La capacité du manifold ne doit pas être dépassée, cette contrainte se traduit par la formule suivante :

$$QW(r,j) * (WI(r) + w(r,j)) - \sum_{m=1}^{j-1} cman(r,m) \leq CMAN(r,j)$$

### 1.3.2 - Contrainte capacité maximale ajoutée

Cette contrainte est formulée de la manière suivante :

$$cman(r,j) - \delta man(r,j) * CMANmax(r,j) \leq 0$$

### 1.3.3 - Contrainte d'extension unique

Il ne peut y avoir qu'une seule extension du manifold sur toute la période déterminée et ceci pour chaque réservoir, on peut traduire cette contrainte comme suit :

$$\sum \delta man(r,j) \leq 1.$$

## VI.2 - EXTENSION DU CENTRE DE STOCKAGE

Dans le cas où nous nous trouvons devant la situation suivante :

Les prévisions sur une certaine période indiquent une augmentation du niveau de production et si la capacité du centre de stockage s'avère insuffisante, ce dernier ne va pas pouvoir absorber cette quantité. Il serait nécessaire, pour faire face à ce pique de production de prévoir une extension de cette capacité. Seulement voilà, cette extension ne peut avoir lieu sur un vieux champ comme c'est le cas de



«ZARZAITINE», la production de ces champs peut être stockée sans qu'il y ait de problème .

La production pour une année donnée ne va pas augmenter dans des proportions importantes .

**D**onc dans le cas ou nous nous trouverons devant des capacités de stockage insuffisantes, il serait nécessaire d'ajouter au modèle de base les contraintes liées à l'extension du centre .

## 2.1 - Les variables

**L**es variables qui vont intervenir dans ce cas sont :

VARIABLE	SIGNIFICATION
CST ( j )	capacité ajoutée au centre de stockage
$\delta_{st} ( j )$	variable binaire qui vaut :

$\delta_{st} ( j ) = 1$  : s'il y a eu extension du centre l'année j.

0 : sinon.

## 2.2 - Les paramètres

**L**es paramètres qui vont intervenir dans la formulation des contraintes sont :

PARAMETRE	SIGNIFICATION
CST(j)	capacité du centre de stockage
CSTmax ( j )	capacité maximale ajoutée au centre de stockage l'année j.

## 2.3 - Les Contraintes

**L**es contraintes qui interviennent lors de l'extension du centre de stockage sont :

### 2.3.1 - Contrainte capacité du centre

**L**a capacité du centre ne doit pas être dépassée d'où la contrainte :

$$\sum_{s=1}^S \text{INPST}(s, st) * qs(s, j) - \sum_{m=1}^{j-1} \text{cst}(m) \leq \text{CST}(j)$$

### 2.3.2 - Contrainte capacité maximale ajoutée

**L**a capacité ajoutée au centre ne doit pas dépasser une certaine quantité d'où la contrainte :

$$\text{cst}(j) - \delta_{st}(j) * \text{cstmax}(j) \leq 0$$

### 2.3.3 - Contrainte d'extension unique

**O**n ne peut faire qu'une seule extension du centre de stockage sur la période d'exploitation donnée d'où la contrainte :

$$\sum_{j=1}^J \delta_{st}(j) \leq 1$$

## 2.4. - Contrainte budgétaire

**D**ans le cas d'une extension de la capacité de stockage et de la capacité des manifolds, d'autres coûts vont s'ajouter à la contrainte budgétaire du modèle de base. Cette contrainte va contenir quatre blocs distincts :

- Le premier correspond aux coûts de forage des nouveaux puits .
- Le second correspond aux coûts relatifs à l'extension des segments .
- Le troisième correspond aux coûts relatifs à l'extension de la capacité de stockage
- Le quatrième correspond aux coûts relatifs à l'extension de la capacité de manifolds .

La contrainte sera écrite sous la forme linéaire suivante :

$$\sum_{r=1}^R CW(r, j) * w(r, j) + CFEMAN(r) * \delta_{man}(r, j) + CVEMAN(r, j) * c_{man}(r, j) + \sum_{s=1}^S CFE(s) * \delta_s(s, j) + CVE(s) * c(s, j) + CFE(st) * \delta_{st}(j) + CVE(st) * c_{st}(j) \leq K(j)$$

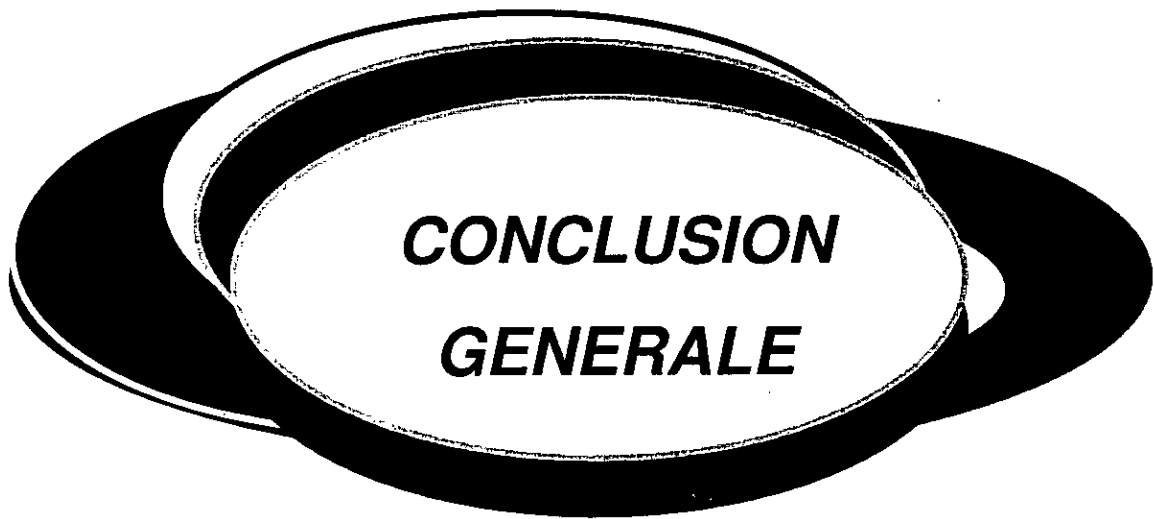
## 2.5. - Fonction objectif après extension

**A**près l'extension du modèle de base la fonction objectif pour une année j va s'écrire sous la forme suivante :

$$NCF(j) = \sum_{r=1}^R \sum_{s=1}^S P(j) * INPST(s, st) * q_s(s, j) - C1(r, j) * (WI(r) + \sum_{m=1}^j w(r, m)) - C2(r, j) * w(r, j) - C3(s, j) * q_s(s, j) - C4(j) * (CW(r, j) * w(r, j) + CFEMAN(r) * \delta_{man}(r, j) + CVEMAN(r, j) * c_{man}(r, j) + CFE(s) * \delta_s(s, j) + CVE(s) * c(s, j) + CFE(st) * \delta_{st}(j) + CVE(st) * c_{st}(j))$$

## Conclusion

L'extension du modèle n'est pas applicable au champ ZARZAITINE qui est particulièrement vieux, elle est relative aux champs nouvellement découverts, ou en période de développement .



**CONCLUSION  
GENERALE**

## CONCLUSION GENERALE

**L**a production pétrolière nécessite la construction de réseaux reliant d'une part les zones productrices (puits) aux centres de traitement, d'autre part, les centres de traitement au centre de stockage .

**L'**importance d'un réseau de collectes est directement proportionnelle à l'importance du champ à exploiter ; Cependant, les coûts d'investissements dans le domaine de construction des réseaux sont très élevés, par conséquent, une étude d'optimisation pour déterminer la meilleure configuration qui permettrait l'exploitation optimale du champ, s'avère nécessaire .

**L**e but de cette présente étude menée dans le cadre de l'industrie des hydrocarbures, était de modéliser premièrement le processus de production d'un gisement pétrolier, deuxièmement le processus de transport du fluide à travers un réseau de collectes et enfin, le processus de stockage du produit .

**L**a construction du modèle a nécessité une étude assez approfondie du réseau de collectes existant et des centres de traitement. Nous avons effectué pour cela une visite au champ « **ZARZAITINE** » situé à la frontière libyenne dans la région d'**IN AMENAS** . Elle nous a permis également de mieux cerner notre problème .

**L**a conception du modèle reflète d'un côté le fonctionnement du gisement en lui-même, d'un autre côté, celui des unités de traitement et permet de déterminer à l'optimum les niveaux d'activités (nombre de puits à forer, les quantités optimales à produire) .

**L**e modèle nous permet également de prendre des décisions concernant des projets de développement. Il s'avère donc un moyen pour la gestion et la planification de l'activité de production au niveau d'un champ .

**N**ous avons pu utiliser notre modèle pour l'amélioration du réseau existant par la mise en oeuvre de plusieurs configurations. Dans le but d'atteindre cet objectif la conception d'un logiciel a été nécessaire .

**L**a recherche de la meilleure configuration afin de réaliser l'acheminement optimal d'huile des différents centres qui composent le réseau vers le stockage, a constitué pour nous un objectif que nous avons essayé d'atteindre par la conception et l'exécution du logiciel .

**P**ar la mise en oeuvre du modèle, nous avons essayé de décrire le comportement d'un gisement d'hydrocarbures . Ceci n'a pu être réalisé qu'après avoir posé certaines hypothèses concernant le réseau de collecte existant, celles-ci ont été posées pour faire face au problème de manque de données .

Nous pouvons cependant émettre quelques suggestions pour se rapprocher davantage de la réalité .

**D**ans ce cas ,il faudrait supprimer l'hypothèse qui dit :  
**de chaque réservoir sort un seul pipe** ' et considérer les deux lignes existantes A et F.

**L**a production de chaque réservoir va être acheminée à travers les deux pipes avec des taux différents . Il faudrait donc connaître avec plus ou moins de précision la proportion du fluide dans chaque ligne .

Nous pouvons aussi introduire la contrainte de pertes de charge dans les lignes,ce qui aura pour effet de transformer notre modèle en un modèle non linéaire .

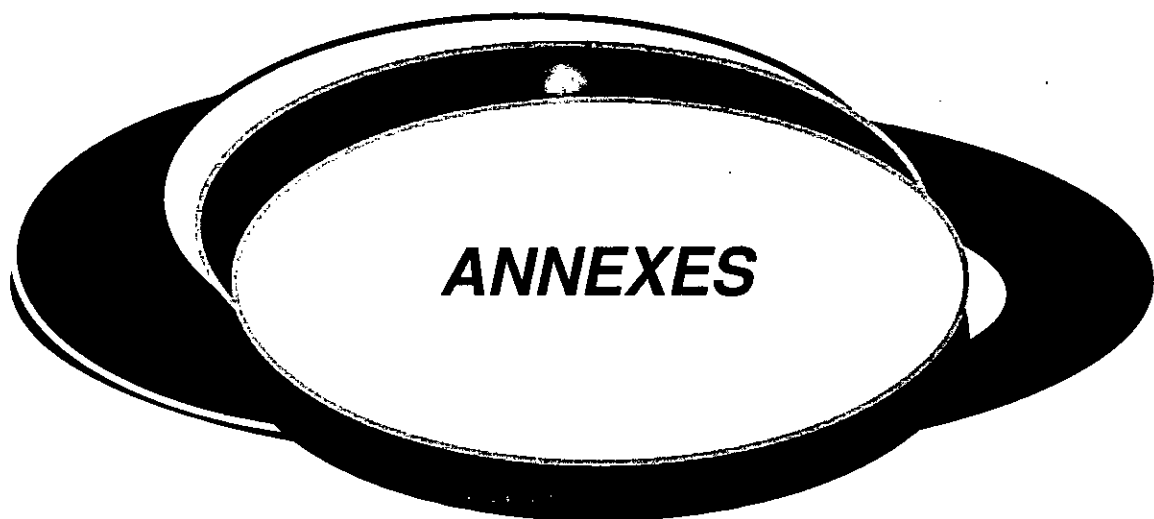
**I**l aurait été souhaitable de procéder à une validation du modèle, en comparant les résultats obtenus après la mise en oeuvre de ce dernier, avec les résultats de l'entreprise obtenus par l'application des méthodes de simulation .

Celle-ci n'a pu être effectuée car nous avons été confronté au problème de manque de données, surtout en ce qui concerne les coûts d'exploitation que nous avons du approximer .

**L**a validation du modèle aurait donné beaucoup plus de crédibilité à notre travail .Néanmoins, les résultats que nous avons obtenus se rapprochent du cas réel .

**E**n conclusion, nous pouvons dire que l'optimisation de la production, du transport et du stockage du pétrole brut, est un problème complexe qui fait appel à un nombre important de disciplines . Nous espérons que cette présente étude puisse inspirer les promotions à venir et les diriger vers d'autres problèmes d'optimisation concernant le monde des hydrocarbures .





**Annexe (1) : Les modèles de simulation de gisements .**

**Annexe (2) : Pertes de charge dans une ligne de liquide .**

**Annexe (3) : Les séparateurs .**

**Annexe (4) : Définition des courbes de déclin .**

**Annexe (5) : Structure du modèle en GAMS .**

**Annexe (6) : Procédures de calcul .**

**Annexe (7) : Tableaux des résultats .**

**Annexe (8) : Définitions .**

# **ANNEXES**

## **Annexe (1): LES MODELES DE SIMULATION DE GISEMENTS**

La programmation mathématique n'est pas le seul moyen pour optimiser un champ pétrolier, il existe d'autres méthodes qui peuvent nous aider à répondre aux questions suivantes :

- Comment simuler les performances des gisements soumis à différents schémas d'exploitation ?
- Comment obtenir des résultats suffisamment vite en début de vie de gisement pour faire le meilleur choix ?

Les modèles de simulation doivent répondre à ces questions. De plus, un modèle peut permettre d'obtenir une image du réservoir un peu différente de celle obtenue à l'origine, par comparaison entre les résultats d'exploitation et ceux simulés par le modèle, après un temps de production.

### **- LES DIFFERENTS TYPES DE MODELES**

Il y a trois types de modèles :

#### **a) LES BILANS MATIERES :**

Ce sont les plus simples. Ils représentent le gisement comme une cellule, passant par une suite d'états d'équilibre, et dans laquelle par exemple l'eau pénètre s'il y a aquifère actif ou injection d'eau.

#### **b) LES BILANS NUMERIQUES :**

Ils permettent de découper le gisement en mailles dans chacune desquelles se trouvent des quantités de fluides soumis aux lois de la mécanique des fluides. Leur avantage essentiel est de pouvoir représenter les variations des caractéristiques du réservoir et des fluides, des débits aux puits et de la pression dans l'espace.

Actuellement avec le développement des ordinateurs, les modèles numériques ont pris de loin la première place. C'est l'outil usuel.

#### **c) LES MODELES PETROPHYSIQUES :**

Ce sont des modèles réduits de roches imprégnées en laboratoire, ils permettent d'étudier certains phénomènes spécifiques de déformations des fronts.

## **- LES MODELES NUMERIQUES**

Le développement des modèles de simulation numérique est lié à celui de l'informatique. En effet la résolution des équations qui gouvernent l'évolution des fluides dans un gisement nécessite de puissants moyens de calcul. Ces modèles sont aujourd'hui d'utilisation très courante, ce sont essentiellement des logiciels informatiques.

### **- PRINCIPE**

La complexité d'un modèle varie surtout avec le type de fluide considéré. Les premiers modèles élaborés il y a une vingtaine d'années appelés «BLACK OIL», simulent la production d'huile classique, ils ont été améliorés progressivement et sont encore souvent employés.

Le système d'équation est constitué de la loi de conservation de la masse, de la loi d'écoulement (DARCY), des relations capillaires, des perméabilités relatives, du bilan des saturations et des lois thermodynamiques.

Les schémas d'approximation utilisés pour résoudre le système sont souvent du type (IMPES) : Implicite en Pression, Explicite en saturation. Ce schéma conduit à la résolution d'un système linéaire en pression de dimension égale au nombre de mailles, les saturations étant ensuite calculés maille par maille.

### **- MODELISATION ET UTILISATION**

Suivant le type de gisement, structure simple ou complexe, réservoirs plus ou moins hétérogènes, nombre de phase en présence (gaz, huile, eau), divers types de modèles de simulation plus au moins élaborés et coûteux seront utilisés. L'art de l'utilisation consistera notamment à trouver un compromis valable entre le nombre de cas fictifs à traiter et la précision du modèle, le nombre de mailles et le pas de temps sont très variables.

Suivant le cas on utilisera des modèles simples (X. 2C) : déplacement de deux fluides dans une direction, ou complexe (XYZ. 3C) : déplacement de trois fluides dans trois directions.

Ces modèles permettent en outre d'améliorer parfois la connaissance du gisement puisqu'ils doivent simuler son historique de production : calage de l'historique. L'utilisateur est donc amené à trouver des valeurs inconnues des paramètres dans les zones sans puits, ou bien de modifier les perméabilités relatives par exemple, afin de « caler » au mieux les cas fictifs avec le comportement réel du gisement. Ainsi les modèles ont un double but :

- \* études prévisionnelles.
- \* études phénoménologiques.

La simulation se fait sur des ordinateurs allant d'une puissance moyenne, tel le VAX 830 à une très grande puissance comme l'ordinateur vectoriel CRAY .

Une règle « du pouce » donne un coût d'exploitation de l'ordre d'un centime par maille par pas de temps. En fait les prix sont variables suivant le type de simulation.

Voici à titre indicatif, des ordres de grandeur concernant les études d'un gisement moyen sur simulation :

- \* durée d'une étude de 6 mois à 1 an.
  - \* temps de calcul sur super ordinateur 10 à 50 heures (CRAY).
  - \* coût de l'étude 10000000 F.
  - \* reprise de l'étude tous les 2 ou 3 ans.
- 

### **Annexe(2) : - PERTE DE CHARGE DANS UNE LIGNE DE LIQUIDE**

La perte de charge dans une ligne traversée par un liquide est donnée par la formule suivante :

$$\Delta P(s) = 12.508 * f * L(s) * d * q_s(s)^2 / D^5(s)$$

tq : 12.508/D (s) : Rugosité relative de la ligne s.

- avec :
- f : coefficient de friction
  - i (s) : longueur de la ligne
  - D (s) : diamètre de la ligne
  - d : densité de l'huile
  - qs (s) : débit à travers la ligne s.
- 

### **Annexe(3) LES SEPARATEURS**

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes. Un séparateur est une capacité sous pression incorporée à circuit où elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent.

#### **Annexe(4): Définition des courbes de déclin**

Les courbes de déclin du taux de production sont souvent utilisées afin d'évaluer les performances et le fonctionnement future d'un champ pétrolier et particulièrement d'un puits. Les courbes de déclin vont illustrer la relation qui existe entre la production (Q) et le temps (t) . On peut alors déterminer objectivement les limites de production du champ dues essentiellement à :

- la diminution de l'efficacité des équipements de production,
- aux pertes de pression de fond du gisement et à la surface,
- changement du GOR , et du WOR .

La durée de vie d'un projet d'exploitation d'un champ pétrolier est estimée grâce aux courbes de declin, en ayant cependant des données sur le pourcentage de declin de la production initiale et du taux de réserves récupérables .

La fonction de déclin est une fonction exponentielle, on peut la déterminer de la manière suivante :

soit une quantité Q qui varie suivant un taux et qui à chaque instant est proportionnelle à la quantité Q, d'ou l'expression suivante :

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{1}{a} * Q \quad (1)$$

où a : :représente le taux de déclin.

connaissant les conditions initiales :

la quantité à l'instant t=0 est Q0

Vu le déclin de la production, l'expression mathématique du problème devient :

$$\frac{dQ}{dt} = -\frac{1}{a} * Q \text{ est équivalente à } \frac{dQ}{Q} = -\frac{1}{a} * dt \quad (2)$$

le problème est de déterminer la quantité Q en intégrant l'expression (2) :

$$\int \frac{dQ}{Q} = \int -\frac{1}{a} * dt$$

$$\ln Q = -1/a * t + c$$

$$Q = \text{EXP}(-1/a * t + c)$$

avec les conditions initiales

$$Q_0 = \text{EXP}(c) \quad \text{donc}$$

$$Q = Q_0 * \text{EXP}(-1/a * t)$$

## Annexe (5): STRUCTURE DU MODELE EN GAMS

SETS

ST /1/

S /1\*11/

R /1\*8/

N /1\*3/

J /1\*10/

ALIAS (m,j):

TABLE INP(S,N)

	1	2	3
1	1	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	1
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	1	0

TABLE OUTP(S,N)

	1	2	3
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	1	0	0
10	0	1	0
11	0	0	1

TABLE INPST(S,ST)

	1
1	0
2	0
3	1
4	1
5	0
6	0
7	0
8	1
9	1
10	1
11	0

TABLE INP1(S,N)

	1	2	3
1	0	0	0





1.6	6.790	0	14.070	22.224	0	11.395	0	0
2.6	55.368	0	0	0	0	13.334	18	0
3.6	0	86.349	0	1.933	9.497	0	0	86.3490
4.6	0	0	0	0	0	0	0	0
5.6	0	0	0	0	0	0	0	0
6.6	0	0	0	0	0	15.000	0	0
1.7	6.150	0	12.737	20.109	0	10.310	0	0
2.7	50.099	0	0	0	0	12.060	9	0
3.7	0	78.131	0	1.744	8.593	0	0	78
4.7	0	0	0	0	0	0	0	0
5.7	0	0	0	0	0	0	0	0
6.7	0	0	0	0	0	14.780	0	0
7.7	0	0	0	0	0	0	0	0
1.8	5.564	0	11.525	18.195	0	9.329	0	0
2.8	45.332	0	0	0	0	10.917	0	0
3.8	0	70.696	0	1.583	7.775	0	0	0
4.8	0	0	0	0	0	0	0	0
5.8	0	0	0	0	0	0	0	0
6.8	0	0	0	0	0	13.300	0	0
7.8	0	0	0	0	.008	.895	0	0
8.8	0	0	3.656	0	0	0	0	0
1.9	5.035	0	10.428	16.464	0	8.440	0	0
2.9	41.018	0	0	0	0	9.878	0	0
3.9	0	36.968	0	1.430	7.035	0	0	0
4.9	0	0	0	0	0	0	0	0
5.9	0	0	0	0	0	0	0	0
6.9	0	0	0	0	0	12.100	0	0
7.9	0	0	0	0	.007	.809	0	0
8.9	0	0	3.308	0	.051	0	0	0
9.9	0	0	0	0	0	0	0	0
1.10	4.556	0	9.435	14.897	0	7.630	0	0
2.10	37.114	0	0	0	0	8.900	0	0
3.10	0	57.880	0	1.296	6.360	0	0	0
4.10	0	0	0	0	0	0	0	0
5.10	0	0	0	0	0	0	0	0
6.10	0	0	0	0	0	10.950	0	0
7.10	0	0	0	0	.006	.732	0	0
8.10	0	0	2.993	0	.046	0	0	0
9.10	0	23.634	8.688	0	0	0	0	6.800
10.10	0	0	0	0	6.500	3.700	0	0

TABLE WM (R,J)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	1	1	3	2	3	1	3	4	5
2	2	3	3	3	2	1	1	2	5	3
3	3	2	2	3	2	3	1	3	4	1
4	1	3	2	1	1	2	1	1	2	3
5	4	2	3	4	2	3	3	2	1	2
6	2	3	1	2	1	1	2	1	2	4
7	2	3	2	4	2	2	2	1	1	5
8	2	3	2	3	1	1	1	1	2	5

TABLE DR (R,J)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	3	3	3	3	2.5	2	2	1.5	1	1

2	3	4	2	3	2.5	2	2	1.5	1.5	1
3	3	3.5	4	3	2	2	2	1.5	1.5	1
4	3	3	3	2.5	2	2	2	1	1	1
5	3	4	3.5	3	2.5	2	2	1.5	1.5	1
6	3	3	3	3	2.5	2	2	1	1	1
7	3	3	4	3	2.5	2	2	1	1	1
8	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1

**TABLE DRT (R,J)**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	10	11	12	9	10	10	12	12	12	10
2	12	12	12	12	12	11	12	10	10	11
3	12	12	10	12	9	10	12	12	12	10
4	9	12	12	12	12	10	9	12	10	10
5	12	12	12	10	12	9	10	12	12	8
6	10	12	12	9	12	12	12	10	10	9
7	10	10	10	12	10	12	12	10	9	10
8	12	10	10	10	10	11	12	10	10	9

**TABLE CW(R,J)**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	8.7	8.9	9	9.2	9.5	9.7	9.8	9.9	10	10.3
2	8.7	8.8	9.1	9.2	9.6	9.8	9.8	9.9	10.1	10.3
3	8.6	8.9	9.2	9.3	9.7	9.7	9.9	10	10	10.2
4	8.5	8.7	8.9	9.4	9.5	9.6	9.8	9.9	10.2	10.3
5	8.6	8.6	9.2	9.5	9.6	9.6	9.8	9.8	10.3	10.2
6	8.7	8.9	9.1	9.3	9.6	9.8	9.9	9.9	10.2	10.3
7	8.4	8.8	9.1	9.2	9.5	9.8	9.8	9.9	10.1	10.4
8	8.5	8.7	9	9.4	9.4	9.7	9.7	9.8	10	10.5

**PARAMETERS**

**DEV(S)**

/1	0
2	1
3	0
4	0
5	1
6	1
7	0
8	0
9	1
10	1
11	1 /

**Q0I(R)**

/1	2200
2	3400
3	1900
4	3400
5	2550
6	3100

7 3900  
8 1500 /

**QTI(R)**

/1 2400  
2 3600  
3 2000  
4 3500  
5 2650  
6 3300  
7 4100  
8 1700 /

**B0(R)**

/ 1 0.1  
2 0.15  
3 0.1  
4 0.15  
5 0.15  
6 0.1  
7 0.15  
8 0.1 /

**COR(J)**

/1 1  
2 2  
3 3  
4 4  
5 5  
6 6  
7 7  
8 8  
9 9  
10 10 /

**Bt(R)**

/1 0.2  
2 0.2  
3 0.2  
4 0.15  
5 0.15  
6 0.2  
7 0.2  
8 0.15 /

**RR(R)**

/1 17  
2 22  
3 19  
4 23  
5 17.5

6 21  
7 85  
8 8.5 /

**WI(R)**

/1 14  
2 13  
3 12  
4 11  
5 19  
6 9  
7 7  
8 6 /

**K(J)**

/1 5000000  
2 16300000  
3 18900000.45  
4 19500000.23  
5 20000000.56  
6 21500000.33  
7 24500000  
8 25500000  
9 25900000  
10 26500000 /

**CS(S)**

/1 111  
2 0  
3 47.4  
4 12.76  
5 0  
6 0  
7 76  
8 107  
9 197.51  
10 137  
11 355 /

**CSMAX(S)**

/1 0  
2 25  
3 0  
4 0  
5 21  
6 40  
7 0  
8 0  
9 250  
10 200  
11 360 /

**CCS(R)**

/ 1 3.30  
2 6.80  
3 6.30  
4 8.60  
5 10.20  
6 7.20  
7 4.20  
8 4.70 /

**C1(R)**

/ 1 0  
2 29.41  
3 29.50  
4 32.77  
5 32.61  
6 31.70  
7 36.34  
8 33.43 /

**C2 (R)**

/ 1 0  
2 8.60  
3 8.50  
4 7.65  
5 8.00  
6 8.75  
7 8.90  
8 7.50 /

**C3(S)**

/ 1 200  
2 150  
3 150  
4 150  
5 150  
6 150  
7 200  
8 150  
9 200  
10 200  
11 200 /

**CFE(S)**

/ 1 246.4  
2 61.6  
3 200.2  
4 53.9  
5 77  
6 154  
7 168  
8 451.913  
9 436.8  
10 302.4  
11 784 /

**CVE(S)**

/1 180  
2 130  
3 130  
4 130  
5 130  
6 130  
7 180  
8 130  
9 180  
10 180  
11 180 /

**Wmax1(R)**

/1 8  
2 12  
3 17  
4 15  
5 15  
6 8  
7 5  
8 5 /;

**SCALAR**

Wmax/ 120/

CST/30000/

C4/.23 /

I/0.15/

P/16/

C5/2300/;

**VARIABLES**

Q0(R,J)  
QDW(R,J)  
QT(R,J)  
CP0(R)  
CPT(R)  
AP0(J)  
APT(J)  
W(R,J)  
QS(S,J)  
DELTS(S,J)  
C(S,J)  
NCF

**POSITIVE VARIABLE** Q0,QDW,QT,QS,C;

**Integer variable** W;

**BINARY VARIABLE** DELTS;

**EQUATION**

CDI(R,J) Contrainte de declin initial  
CDT(R,J) Contrainte de declin total

CPMNF(R,J) Contrainte de production moyenne des nouveaux forages  
 CCRT(R,J) contrainte de capacite totale reservoir  
 CRR(R) contrainte reserves recuperables  
 CCPT(R,J) Contrainte de production totale  
 CPU(R,J,S) Contrainte pipe unique  
 CTRF(R,J) Contrainte temps de realisation de forage  
 CFT Contrainte de forage total  
 CFA contrainte de forage annuel pour chaque reservoir  
 CFT2 contrainte du nombre maximum de forage sur chaque reservoir  
 CCFJ(J,N) Contrainte de conservation de flux au niveau des jonctions  
 CCST(J) Contrainte de capacite de centre de stockage  
 CBT(J) Contrainte budgetaires totales  
 CEL(S,J) contrainte expansion ligne  
 CEML(S,J) contrainte expansion maximale  
 CEAU(S) contrainte expansion annuelle unique  
 DEY(S) contrainte segments non developpes  
 C1M(J)  
 C2M(J)  
 C3M(J)  
 CSOMI(R)  
 CSOMT(R)  
 CSUMI(J)  
 CSUMT(J)  
 OBJ fonction objectif;

$$CDI(R,J).. Q0(R,J) + B0(R)/(1+B0(R)/2) * SUM(M,SUP(J,M))*Q0(R,M) = L = Q0I(R)*100/(1+B0(R)/2);$$

$$CDT(R,J).. QT(R,J) + Bt(R)/(1+Bt(R)/2) * SUM(M,SUP(J,M))*QT(R,M) = L = QT(I,R)*100/(1+Bt(R)/2);$$

$$CSOMI(R).. CP0(R)=E=SUM(J,Q0(R,J));$$

$$CSOMT(R).. CPT(R)=E=SUM(J,QT(R,J));$$

$$CSUMI(J).. AP0(J)=E=SUM(R,Q0(R,J));$$

$$CSUMT(J).. APT(J)=E=SUM(R,QT(R,J));$$

$$CRR(R).. SUM(J,QT(R,J))=L=RR(R)*1000000;$$

$$CEL(S,J).. QS(S,J)-DEV(S)*SUM(M,SUP(J,M))*C(S,M)=L=CS(S)*1000;$$

$$CEML(S,J).. C(S,J)-DEV(S)*DELTS(S,J)*CSMAX(S)*1000=L=0;$$

$$CEAU(S)(DEV(S)).. SUM(J,DELTS(S,J))=L=1;$$

$$DEY(S)(1-DEV(S)).. SUM(J,DELTS(S,J))=E=0;$$

$$CCPT(R,J).. QT(R,J)=E=Q0(R,J)+QDW(R,J);$$

$$C1M(J).. DELTS('2',J)=E=DELTS('9',J);$$

$$C2M(J).. 2*DELTS('6',J)=E=DELTS('10',J)+DELTS('11',J);$$

$$C3M(J).. DELTS('5',J)=E=DELTS('10',J);$$

$$CCRT(R,J).. QT(R,J)/365=L=CCS(R)*1000;$$

$$CPU(R,J,S).. OUTS(S,R)*QS(S,J)=L=QT(R,J)/300;$$

$$CFT .. SUM((R,J),W(R,J))=L=Wmax;$$

$$CFA(R,J).. W(R,J)=L=WM(R,J);$$

$$CFT2(R).. SUM(J,W(R,J))=E=Wmax1(R);$$

$$CPMNF(R,J).. QDW(R,J)=L=SUM(M,SUP(J,M))*E(M,J,R)*1000*W(R,M)+E(J,J,R)*1000*W(R,J)/2;$$

$$CCFJ(J,N).. SUM(S,(INP(S,N)+INPI(S,N))*QS(S,J))=E=SUM(S,OUTP(S,N))*QS(S,J);$$

$$CCST(J).. SUM((S,ST),INPST(S,ST))*QS(S,J)=L=CSST;$$

$$CTRF(R,J).. DR(R,J)*W(R,J)=L=DRT(R,J);$$

$$CBT(J).. SUM(S,DELTS(S,J))*CFE(S)*1000+C(S,J)*CVE(S)+SUM(R,CW(R,J))*1000*W(R,J)=L=K(J);$$

$$OBJ.. NCF=E=SUM(J,1/(1+I)**COR(J)*(SUM((S,ST),P*INPST(S,ST))*QS(S,J)*365 -SUM(R,C1(R))*1000*(WI(R)+SUM(M,SUP(J,M))*W(R,M)))-C2(R)*1000*W(R,J))-SUM(S,C3(S)*QS(S,J))-C4*(SUM(R,CW(R,J))*W(R,J)+SUM(S,DELTS(S,J))*CFE(S)*1000 +C(S,J)*CVE(S)));$$



```

model SONATRACH / ALL;
option MIP=osl;
solve SONATRACH using MIP maximizing NCF;
display Q0.I,CP0.I,AP0.I,QT.I,CPT.I,APT.I,W.I,QDW.I,QS.I,C.L,DELTS.I,NCF.I;

```

---

## Annexe (6) : Procédures de calcul

### PROGRAMME LONGUEUR

Ce programme permet de calculer la longueur des segments pour chaque variante, cette longueur est exprimée pour les segment reliant les réservoirs aux jonctions en fonction des coordonnées de ces derniers, d'où la formule suivante :

$$L(k) = [ (X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2 ]^{1/2}$$

$$i = 1, \dots, 8.$$

$$j = 1, \dots, N.$$

où :  $(X_i, Y_i)$  : coordonnées de réservoir.

$(X_j, Y_j)$  : coordonnées de jonctions.

Si le segment relie deux jonctions, la longueur de celui-ci peut être calculé en fonction des coordonnées de ces deux jonctions par la relation suivante :

$$L(k) = [ (X'j - Xj)^2 + (Y'j - Yj)^2 ]^{1/2}$$

$$j = 1, \dots, N.$$

où  $(X'j, Y'j)$  : coordonnées de la première jonction.

$(Xj, Yj)$  : coordonnées de la deuxième jonction.

On peut aussi exprimer la longueur des segments sortant de la jonction ou sortant du réservoir, et entrant directement dans le stockage par les deux expressions respectivement :

$$L(k) = [ (St - Xj)^2 + (Yst - Yj)^2 ]^{1/2}$$

$$J = 1, \dots, N.$$

$$L(k) = [ (Xi - Xst)^2 + (Yi - Yst)^2 ]^{1/2}$$

$$i = 1, \dots, 8.$$

$(X_i, Y_i)$  : coordonnées de réservoir

$(X_j, Y_j)$  : coordonnées de jonction

$(X_j ; Y_j)$  : coordonnées de stockage.

```

model SONATRACH / ALL/;
option MIP=osl;
solve SONATRACH using MIP maximizing NCF;
display Q0.I,CP0.I,AP0.I,QT.I,CPT.I,APT.I,W.I,QDW.I,QS.I,C.L,DELTS.I,NCF.I;

```

---

## Annexe (6) : Procédures de calcul

### PROGRAMME LONGUEUR

Ce programme permet de calculer la longueur des segments pour chaque variante, cette longueur est exprimée pour les segment reliant les réservoirs aux jonctions en fonction des coordonnées de ces derniers, d'où la formule suivante :

$$L(k) = [ (X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2 ]^{1/2}$$

$$i = 1, \dots, 8.$$

$$j = 1, \dots, N.$$

où :  $(X_i, Y_i)$  : coordonnées de réservoir.

$(X_j, Y_j)$  : coordonnées de jonctions.

Si le segment relie deux jonctions, la longueur de celui-ci peut être calculé en fonction des coordonnées de ces deux jonctions par la relation suivante :

$$L(k) = [ (X'j - X_j)^2 + (Y'j - Y_j)^2 ]^{1/2}$$

$$j = 1, \dots, N.$$

où  $(X'j, Y'j)$  : coordonnées de la première jonction.

$(X_j, Y_j)$  : coordonnées de la deuxième jonction.

On peut aussi exprimer la longueur des segments sortant de la jonction ou sortant du réservoir, et entrant directement dans le stockage par les deux expressions respectivement :

$$L(k) = [ (S_t - X_j)^2 + (Y_{st} - Y_j)^2 ]^{1/2}$$

$$J = 1, \dots, N.$$

$$L(k) = [ (X_i - X_{st})^2 + (Y_i - Y_{st})^2 ]^{1/2}$$

$$i = 1, \dots, 8.$$

$(X_i, Y_{in})$  : coordonnées de réservoir

$(X_j, Y_j)$  : coordonnées de jonction

$(X_j ; Y_j)$  : coordonnées de stockage.

## PROGRAMME CAPACITE

Ce programme nous permet de calculer la capacité des segments existants par la formule générale suivante :

$$C(k) = \pi/4 * D^2(k) * L(k)$$

$$K = 1, \dots, s$$

où  $D(k)$  : diamètre du segment k (en m).

$L(k)$  : la longueur du segment k (en m).

$C(k)$  : la capacité du segment k (en m<sup>3</sup>).

## PROGRAMME EPAISSEUR

Ce programme permet de calculer l'épaisseur des segments pour chaque variante en utilisant la formule suivante.

$$EPS[k] = Pms * D[k] / (s * 2 * 0.82).$$

$$K = 1, \dots, s$$

où  $EPS[k]$  : l'épaisseur de segment k (en mm).

$Pms$  : la résistance des matériaux aciers (en psi).

$D[k]$  : Le diamètre de segment k (en m).

$s$  : la contrainte admissible.

$$Pms = 50 * 14.5 \text{ psi.}$$

$$s = 60000$$

## PROGRAMME MASSE

Ce programme permet de calculer la masse des segments pour chaque variante en utilisant la formule suivante.:

$$M(K) = \rho_m * S(K) * L(K) = \rho_m * C(K).$$

où:  $M(K)$ :Masse du segment K.(en kg).

$C(K)$ :La capacité du segment K(en m<sup>3</sup>)

$\rho_m$ :La masse volumique du matériau(en Kg/ m<sup>3</sup>)

$$\rho_m = 7.85 * 10^{-6} \text{ Kg/ m}^3$$

## **PROGRAMME COUTINST**

**C**e programme calcule pour chaque variante le coût d'installation d'une conduite en acier de poids PDS et de longueur L

La formule de calcul peut être donner comme suit :

$$\mathbf{CI [ k ] = M [ k ] * PRIX}$$

où            **CI [ k ]**        : coût d'installation d'un segment k (en DA).

**M [ k ]**        : poids du segment k (en kg).

**PRIX**        : prix unitaire d'un kg (enDA/Kg).

---

**Annexe (7) : Tableaux des résultats .**

Execution  
VAR 1

---- 564 VARIABLE Q0.L

	1	2	3	4	5	6
1	209523.810	158232.397	52965.597	35271.034	22351.755	11047.891
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	217375.417	203841.638	175398.619	150924.393
5		237209.302	204110.330	175629.819	147671.140	126600.306
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	101921.425	85187.738	72492.449	75763.479

+                   7                   8                   9                   10

1	3052.183					
2	120889.569	98909.648	80926.075			
3	54600.370		26626.661			
4	129865.175	111744.453	96152.204	82682.408		
5	108513.985	92967.475	79548.037	3137.520		
6	110382.337	89417.821	73083.308			
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426		
8	65191.831	56095.296	48268.046	41532.969		

---- 564 VARIABLE CP0.L

1	492444.667,	2	1435832.661,	3	780924.997,	4	1756410.484
5	1175387.914,	6	1315780.614,	7	1772784.583,	8	818562.075

---- 564 VARIABLE AP0.L

1	1212403.101,	2	1864040.748,	3	1465292.165,	4	1227227.916
5	1012975.707,	6	851204.769,	7	704970.292,	8	541159.564
9	479897.407,	10	188956.324				

---- 564 VARIABLE QT.L

	1	2	3	4	5	6
1	218181.818	178512.397	146055.597	119500.034	97772.755	79995.891
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	243475.417	208561.638	179670.619	154790.393
5		237209.302	212110.330	183815.865	158167.140	136097.306
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	138205.980	118921.425	102327.738	88049.449	75763.479

564 VARIABLE QT.L

	7	8	9	10
1	65451.183	53550.968	43814.428	35848.169
2	120889.569	98909.648	80926.075	66212.244
3	54600.370	44673.030	36550.661	29905.086
4	133353.175	114910.453	99012.204	85274.408
5	117106.985	100766.475	86706.037	74607.520
6	110382.337	90312.821	73892.308	60457.343
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426
8	65191.831	56095.296	48268.046	41532.969

---- 564 VARIABLE CPT.L

1	1038683.241,	2	1502044.904,	3	865427.113,	4	1807474.484
5	1306586.960,	6	1377941.957,	7	1772784.583,	8	877213.355

---- 564 VARIABLE APT.L

1	1221061.109,	2	1893275.027,	3	1609482.165,	4	1341502.963
5	1118721.707,	6	933515.769,	7	779450.292,	8	651243.562
9	544462.835,	10	455441.165				

---- 564 VARIABLE AP.L = 1.054816E+7

---- 564 VARIABLE W.L

	1	2	3	4	5	6
1	2.000	1.000	1.000	3.000	1.000	
2						1.000
3				3.000	2.000	3.000
4		2.000	2.000	1.000	1.000	2.000
5		1.000	1.000		2.000	3.000
8	1.000					
+						
	7	8	9	10		
2	1.000	2.000	5.000	3.000		
3	1.000	3.000	4.000	1.000		
4	1.000	1.000	2.000	3.000		
5	3.000	2.000	1.000	2.000		
6	1.000	1.000	2.000	4.000		
7				5.000		
8	1.000	1.000	2.000			

---- 564 VARIABLE QDW.L

	1	2	3	4	5	6
1	8658.009	20280.000	93090.000	84229.000	75421.000	68948.000
4			26100.000	4720.000	4272.000	3866.000
5			8000.000	8186.047	10496.000	9497.000
8		8954.279	17000.000	17140.000	15557.000	
+	7	8	9	10		
1	62399.000	53550.968	43814.428	35848.169		
2				66212.244		
3		44673.030	9924.000	29905.086		
4	3488.000	3166.000	2860.000	2592.000		
5	8593.000	7799.000	7158.000	71470.000		
6		895.000	809.000	60457.343		

---- 564 VARIABLE QS.L

	1	2	3	4	5	6
1	727.273	595.041	486.852	398.333	325.909	266.653
2		1054.264	899.225	735.729	601.960	492.513
3	603.175	496.392	406.139	332.296	271.878	222.446
4	1054.264	907.157	811.585	695.205	598.902	515.968
5		790.698	707.034	612.720	527.224	453.658
6		984.127	821.068	671.783	549.640	449.706
7	1209.302	1022.551	836.633	684.518	560.060	458.231
8	476.190	460.687	396.405	341.092	293.498	252.545
9	727.273	1649.305	1386.077	1134.063	927.870	759.166
10	1209.302	2797.376	2364.735	1969.020	1636.924	1361.594
11	1209.302	2006.678	1657.701	1356.300	1109.700	907.937
+	7	8	9	10		
1	218.171	178.503	146.048	119.494		
2	402.965	329.699	269.754	220.707		
3	182.001	148.910	121.836	99.684		
4	444.511	383.035	330.041	284.248		
5	390.357	335.888	289.020	248.692		
6	367.941	301.043	246.308	201.524		
7	374.916	306.750	250.977	205.345		
8	217.306	186.984	160.893	138.443		
9	621.136	508.202	415.802	340.201		
10	1133.214	943.681	786.305	655.561		
11	742.857	607.792	497.285	406.869		

---- 564 VARIABLE C.L

1  
2 1054.264  
5 790.698  
6 984.127

---- 564 VARIABLE DELTS.L

1  
2 1.000  
5 1.000  
6 1.000  
9 1.000  
10 1.000  
11 1.000

---- 564 VARIABLE NCF.L = 9.603055E+7

EXECUTION TIME = 1.700 SECONDS VERID MW2-00-064

USER: Professor Delgado  
Universidad Politecnica de Madrid, Spain

A930929-1222AR-MW2

\*\*\*\* FILE SUMMARY

INPUT D:\GAMS386\SAMR1.GMS  
OUTPUT D:\GAMS386\SAMR1.LST



Execution  
VAR 2

---- 562 VARIABLE Q0.L

	1	2	3	4	5	6
1	209523.810	180086.580	147343.566	120553.826	98634.949	80701.322
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	217375.417	203841.638	175398.619	150924.393
5		237209.302	204110.330	175629.819	148631.659	127426.800
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	116942.015	103853.369	89362.201	76893.057

+            7                    8                    9                    10

1	66028.354	54023.199	44200.799	36164.290		
2	120889.569	98909.648	80926.075			
3	54600.370		26626.661			
4	129865.175	111744.453	96152.204	82682.408		
5	109225.153	93579.411	80074.586	3590.597		
6	110382.337	89417.821	73083.308			
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426		
8	66163.793	56931.636	48987.687	42152.195		

---- 562 VARIABLE CP0.L

1	1037260.694,	2	1435832.661,	3	780924.997,	4	1756410.484
5	1179477.657,	6	1315780.614,	7	1772784.583,	8	873394.795

---- 562 VARIABLE AP0.L

1	1212403.101,	2	1885894.931,	3	1574690.724,	4	1331176.340
5	1107089.172,	6	922814.271,	7	769629.594,	8	596631.038
9	525344.396,	10	226192.917				

---- 562 VARIABLE QT.L

	1	2	3	4	5	6
1	209523.810	180086.580	147343.566	120553.826	98634.949	80701.322
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	243475.417	208561.638	179670.619	154790.393
5		237209.302	204110.330	184932.144	159127.659	136923.800
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	116942.015	103853.369	89362.201	76893.057

General Algebraic Modeling System  
 Execution  
 VAR 2

562 VARIABLE QT.L

	7	8	9	10
1	66028.354	54023.199	44200.799	36164.290
2	120889.569	98909.648	80926.075	66212.244
3	54600.370	44673.030	36550.661	29905.086
4	133353.175	114910.453	99012.204	85274.408
5	117818.153	101378.411	87232.586	75060.597
6	110382.337	90312.821	73892.308	60457.343
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426
8	66163.793	56931.636	48987.687	42152.195

---- 562 VARIABLE CPT.L

1	1037260.694,	2	1502044.904,	3	865427.113,	4	1807474.484
5	1303792.983,	6	1377941.957,	7	1772784.583,	8	873394.795

---- 562 VARIABLE APT.L

1	1212403.101,	2	1885894.931,	3	1600790.724,	4	1345198.665
5	1121857.172,	6	936177.271,	7	781710.594,	8	653164.068
9	546095.396,	10	456829.590				

---- 562 VARIABLE AP.L

= 1.054012E+7

---- 562 VARIABLE W.L

	2	3	4	5	6	7
3			3.000	2.000	3.000	1.000
4	2.000	2.000	1.000	1.000	2.000	1.000
5		1.000	1.000	2.000	3.000	3.000
6						1.000
+	8	9	10			
1		3.000	5.000			
2	2.000	5.000	3.000			
3	3.000	4.000	1.000			
4	1.000	2.000	3.000			
5	2.000	1.000	2.000			
6	1.000	2.000	4.000			
7			5.000			
8			5.000			

---- 562 VARIABLE QDW.L

	3	4	5	6	7	8
3						44673.030
4	26100.000	4720.000	4272.000	3866.000	3488.000	3166.000
5		9302.326	10496.000	9497.000	8593.000	7799.000
6						895.000
+	9	10				
2		66212.244				
3	9924.000	29905.086				
4	2860.000	2592.000				
5	7158.000	71470.000				
6	809.000	60457.343				

---- 562 VARIABLE QS.L

	1	2	3	4	5	6
1	698.413	600.289	491.145	401.846	328.783	269.004
2		1054.264	899.225	735.729	601.960	492.513
3	603.175	496.392	406.139	332.296	271.878	222.446
4	1054.264	907.157	811.585	695.205	598.902	515.968
5		790.698	680.368	616.440	530.426	456.413
6		984.127	821.068	671.783	549.640	449.706
7	1209.302	1022.551	836.633	684.518	560.060	458.231
8	476.190	430.839	389.807	346.178	297.874	256.310
9	698.413	1654.552	1390.370	1137.575	930.744	761.517
10	1209.302	2797.376	2338.068	1972.741	1640.126	1364.349
+	7	8	9	10		
1	220.095	180.077	147.336	120.548		
2	402.965	329.699	269.754	220.707		
3	182.001	148.910	121.836	99.684		
4	444.511	383.035	330.041	284.248		
5	392.727	337.928	290.775	250.202		
6	367.941	301.043	246.308	201.524		
7	374.916	306.750	250.977	205.345		
8	220.546	189.772	163.292	140.507		
9	623.060	509.776	417.090	341.255		
10	1135.584	945.720	788.060	657.071		

General Algebraic Modeling System  
Execution  
VAR 2

---- 562 VARIABLE C.L

1

2 1054.264  
5 790.698  
6 984.127

---- 562 VARIABLE DELTS.L

1

2 1.000  
5 1.000  
6 1.000  
9 1.000  
10 1.000

---- 562 VARIABLE NCF.L = 9.743674E+7

EXECUTION TIME = 1.640 SECONDS VERID MW2-00-064

USER: Professor Delgado  
Universidad Politecnica de Madrid, Spain

A930929-1222AR-MW2

\*\*\*\* FILE SUMMARY

INPUT D:\GAMS386\SAMR2.GMS  
OUTPUT D:\GAMS386\SAMR2.LST

VAR3

## 585 VARIABLE QO.L

	1	2	3	4	5	6
1	209523.810	168372.397	136880.597	111199.034	90657.755	73205.891
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	234173.092	201497.777	173381.808	149188.997
5		237209.302	204110.330	175629.819	148631.659	127426.800
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	116942.015	103853.369	89362.201	76893.057

	7	8	9	10
+				
1	59301.183	47986.968	38779.428	31292.169
2	120889.569	98909.648	80926.075	
3	54600.370		26626.661	
4	118286.228	93486.478	98822.248	67544.097
5	109225.153	93579.411	80074.586	3590.597
6	110382.337	90312.821	73892.308	41957.343
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426
8	66163.793	56931.636	48987.687	42152.195

## 585 VARIABLE CP0.L

1	967199.232,	2	1435832.661,	3	780924.997,	4	1724806.900
5	1179477.657,	6	1359441.957,	7	1772784.583,	8	873394.795

## 585 VARIABLE AP0.L

1	1212403.101,	2	1874180.748,	3	1581025.430,	4	1319477.686
5	1097095.168,	6	913583.444,	7	751323.475,	8	573231.832
9	523402.070,	10	248139.828				

## 585 VARIABLE QT.L

	1	2	3	4	5	6
1	218181.818	178512.397	146055.597	119500.034	97772.755	79995.891
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	243475.417	209502.103	180269.252	155115.403
5		237209.302	204110.330	184932.144	159127.659	136923.800
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	116942.015	103853.369	89362.201	76893.057

585 VARIABLE QT.L

	7	8	9	10
1	65451.183	53550.968	43814.428	35848.169
2	120889.569	98909.648	80926.075	66212.244
3	54600.370	44673.030	36550.661	29905.086
4	133471.393	114847.478	98822.248	85033.097
5	117818.153	101378.411	87232.586	75060.597
6	110382.337	90312.821	73892.308	60457.343
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426
8	66163.793	56931.636	48987.687	42152.195

585 VARIABLE CPT.L

1	1038683.241,	2	1502044.904,	3	865427.113,	4	1808962.567
5	1303792.983,	6	1377941.957,	7	1772784.583,	8	873394.795

585 VARIABLE APT.L

1	1221061.109,	2	1884320.748,	3	1599502.756,	4	1345085.338
5	1121593.611,	6	935796.850,	7	781251.641,	8	652628.862
9	545519.070,	10	456272.157				

585 VARIABLE AP.L

= 1.054303E+7

585 VARIABLE W.L

	1	2	3	4	5	6
1	1.000					3.000
2						3.000
3				3.000	2.000	3.000
4	1.000	3.000	2.000	1.000	1.000	2.000
5			1.000	1.000	2.000	3.000
+	7	8	9	10		
1	1.000	2.000	2.000	2.000		
2	2.000	2.000	3.000	2.000		
3	1.000	3.000	4.000	1.000		
4	1.000	1.000	2.000	1.000		
5	3.000	2.000	1.000	2.000		
6		3.000	3.000	1.000		
7			3.000	2.000		
8			2.000	3.000		

General Algebraic Modeling System  
Execution

VAR3

## ---- 585 VARIABLE QDW.L

	1	2	3	4	5	6
1	8658.009	10140.000	9175.000	8301.000	7115.000	6790.000
4			9302.326	8004.327	6887.444	5926.405
5				9302.326	10496.000	9497.000
+	7	8	9	10		
1	6150.000	5564.000	5035.000	4556.000		
2				66212.244		
3		44673.030	9924.000	29905.086		
4	15185.165	21361.000		17489.000		
5	8593.000	7799.000	7158.000	71470.000		
6				18500.000		

## ---- 585 VARIABLE QS.L

	1	2	3	4	5	6
1	727.273	595.041	486.852	398.333	325.909	266.653
2		1054.264	899.225	735.729	601.960	492.513
3	603.175	496.392	406.139	332.296	271.878	222.446
4	1054.264	907.157	811.585	698.340	600.898	517.051
5		790.698	680.368	616.440	530.426	456.413
6		984.127	821.068	671.783	549.640	449.706
7	1209.302	1022.551	836.633	684.518	560.060	458.231
8	476.190	430.839	389.807	346.178	297.874	256.310
9	727.273	1649.305	1386.077	1134.063	927.870	759.166
10	2739.756	4135.372	3539.460	3017.259	2538.897	2137.711
11	1209.302	2797.376	2338.068	1972.741	1640.126	1364.349
12	1209.302	2006.678	1657.701	1356.300	1109.700	907.937
+	7	8	9	10		
1	218.171	178.503	146.048	119.494		
2	402.965	329.699	269.754	220.707		
3	182.001	148.910	121.836	99.684		
4	444.905	382.825	329.407	283.444		
5	392.727	337.928	290.775	250.202		
6	367.941	301.043	246.308	201.524		
7	374.916	306.750	250.977	205.345		
8	220.546	189.772	163.292	140.507		
9	621.136	508.202	415.802	340.201		
10	1801.035	1518.317	1280.760	1081.022		
11	1135.584	945.720	788.060	657.071		
12	742.857	607.792	497.285	406.869		

General Algebraic Modeling System  
Execution

VAR3

----- 585 VARIABLE C.L

1

2 1054.264

5 790.698

6 984.127

----- 585 VARIABLE DELTS.L

1

2 1.000

5 1.000

6 1.000

9 1.000

10 1.000

11 1.000

12 1.000

----- 585 VARIABLE NCF.L = 9.326672E+7

EXECUTION TIME = 1.920 SECONDS VERID MW2-00-064

USER: Professor Delgado  
Universidad Politecnica de Madrid, Spain

A930929-1222AR-MW2

\*\*\*\* FILE SUMMARY

INPUT D:\GAMS386\SAMR3.GMS  
OUTPUT D:\GAMS386\SAMR3.LST



Execution  
VAR 4

---- 584 VARIABLE QO.L

	1	2	3	4	5	6
1	209523.810	168372.397	136880.597	111199.034	90657.755	73205.891
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	187375.417	208027.685	151437.252	129025.403
5		237209.302	204110.330	175629.819	148631.659	127426.800
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	116942.015	103853.369	89362.201	76893.057

+ 7 8 9 10

1	59301.183	47986.968	38779.428	31292.169
2	120889.569	98909.648	80926.075	
3	54600.370		26626.661	
4	109874.393	93486.478	79498.248	67544.097
5	109225.153	93579.411	80074.586	3590.597
6	110382.337	90312.821	73892.308	41957.343
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426
8	66163.793	56931.636	48987.687	42152.195

---- 584 VARIABLE CPO.L

1	967199.232,	2	1435832.661,	3	780924.997,	4	1614695.148
5	1179477.657,	6	1359441.957,	7	1772784.583,	8	873394.795

---- 584 VARIABLE APO.L

1	1212403.101,	2	1874180.748,	3	1534227.756,	4	1326007.594
5	1075150.611,	6	893419.850,	7	742911.641,	8	573231.832
9	504078.070,	10	248139.828				

---- 584 VARIABLE QT.L

	1	2	3	4	5	6
1	218181.818	178512.397	146055.597	119500.034	97772.755	79995.891
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	243475.417	209502.103	180269.252	155115.403
5		237209.302	204110.330	184932.144	159127.659	136923.800
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	116942.015	103853.369	89362.201	76893.057

General Algebraic Modeling System  
 Execution  
 VAR 4

584 VARIABLE QT.L

	7	8	9	10
1	65451.183	53550.968	43814.428	35848.169
2	120889.569	98909.648	80926.075	66212.244
3	54600.370	44673.030	36550.661	29905.086
4	133471.393	114847.478	98822.248	85033.097
5	117818.153	101378.411	87232.586	75060.597
6	110382.337	90312.821	73892.308	60457.343
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426
8	66163.793	56931.636	48987.687	42152.195

---- 584 VARIABLE CPT.L

1	1038683.241,	2	1502044.904,	3	865427.113,	4	1808962.567
5	1303792.983,	6	1377941.957,	7	1772784.583,	8	873394.795

---- 584 VARIABLE APT.L

1	1221061.109,	2	1884320.748,	3	1599502.756,	4	1345085.338
5	1121593.611,	6	935796.850,	7	781251.641,	8	652628.862
9	545519.070,	10	456272.157				

---- 584 VARIABLE AP.L

= 1.054303E+7

---- 584 VARIABLE W.L

	1	2	3	4	5	6
1	1.000					
3				3.000	2.000	3.000
4	1.000	3.000	2.000	1.000	1.000	2.000
5			1.000	1.000	2.000	3.000
+	7	8	9	10		
1	1.000	3.000	1.000	2.000		
2			5.000	5.000		
3	1.000	3.000	4.000	1.000		
4	1.000	1.000	2.000	1.000		
5	3.000	2.000	1.000	2.000		
6		3.000	3.000	1.000		
7				5.000		
8				5.000		

General Algebraic Modeling System

Execution

VAR 4

---- 584 VARIABLE QDW.L

	1	2	3	4	5	6
1	8658.009	10140.000	9175.000	8301.000	7115.000	6790.000
4			56100.000	1474.419	28832.000	26090.000
5				9302.326	10496.000	9497.000
+	7	8	9	10		
1	6150.000	5564.000	5035.000	4556.000		
2				66212.244		
3		44673.030	9924.000	29905.086		
4	23597.000	21361.000	19324.000	17489.000		
5	8593.000	7799.000	7158.000	71470.000		
6				18500.000		

---- 584 VARIABLE QS.L

	1	2	3	4	5	6
1	727.273	595.041	486.852	398.333	325.909	266.653
2		1054.264	899.225	735.729	601.960	492.513
3	603.175	496.392	406.139	332.296	271.878	222.446
4	1054.264	907.157	811.585	698.340	600.898	517.051
5		790.698	680.368	616.440	530.426	456.413
6		984.127	821.068	671.783	549.640	449.706
7	1209.302	1022.551	836.633	684.518	560.060	458.231
8	476.190	430.839	389.807	346.178	297.874	256.310
9	727.273	1649.305	1386.077	1134.063	927.870	759.166
10	1330.447	2145.697	1792.216	1466.359	1199.748	981.612
11	1685.493	3228.215	2727.875	2318.919	1938.000	1620.660
12	1209.302	2797.376	2338.068	1972.741	1640.126	1364.349
13	1209.302	2006.678	1657.701	1356.300	1109.700	907.937
+	7	8	9	10		
1	218.171	178.503	146.048	119.494		
2	402.965	329.699	269.754	220.707		
3	182.001	148.910	121.836	99.684		
4	444.905	382.825	329.407	283.444		
5	392.727	337.928	290.775	250.202		
6	367.941	301.043	246.308	201.524		
7	374.916	306.750	250.977	205.345		
8	220.546	189.772	163.292	140.507		
9	621.136	508.202	415.802	340.201		
10	803.137	657.112	537.637	439.885		
11	1356.130	1135.492	951.352	797.579		
12	1135.584	945.720	788.060	657.071		
13	742.857	607.792	497.285	406.869		

Execution  
var 4

---- 584 VARIABLE C.L

1

2 1054.264  
5 790.698  
6 984.127

---- 584 VARIABLE DELTS.L

1

2 1.000  
5 1.000  
6 1.000  
9 1.000  
10 1.000  
11 1.000  
12 1.000  
13 1.000

---- 584 VARIABLE NCF.L = 9.285651E+7

EXECUTION TIME = 1.980 SECONDS VERID MW2-00-064

USER: Professor Delgado  
Universidad Politecnica de Madrid, Spain

A930929-1222AR-MW2

\*\*\*\* FILE SUMMARY

INPUT D:\GAMS386\SAMR4.GMS  
OUTPUT D:\GAMS386\SAMR4.LST

Execution  
VAR 5

---- 571 VARIABLE Q0.L

	1	2	3	4	5	6
1	209523.810	168372.397	136880.597	111199.034	90657.755	73205.891
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	234173.092	201497.777	173381.808	136239.832
5		237209.302	204110.330	175629.819	151123.332	127426.800
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	116942.015	103853.369	89362.201	76893.057

+ 7 8 9 10

1	59301.183	47986.968	38779.428	31292.169		
2	120889.569	98909.648	80926.075			
3	54600.370		26626.661			
4	109874.393	114847.478	79498.248	67544.097		
5	109225.153	93579.411	80074.586	3590.597		
6	110382.337	90312.821	73892.308	41957.343		
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426		
8	66163.793	56931.636	48987.687	42152.195		

---- 571 VARIABLE CP0.L

1	967199.232,	2	1435832.661,	3	780924.997,	4	1705482.900
5	1181969.331,	6	1359441.957,	7	1772784.583,	8	873394.795

---- 571 VARIABLE AP0.L

1	1212403.101,	2	1874180.748,	3	1581025.430,	4	1319477.686
5	1099586.841,	6	900634.279,	7	742911.641,	8	594592.832
9	504078.070,	10	248139.828				

---- 571 VARIABLE QT.L

	1	2	3	4	5	6
1	218181.818	178512.397	146055.597	119500.034	97772.755	79995.891
2		316279.070	269767.442	220718.816	180588.122	147753.918
3	180952.381	148917.749	121841.795	99688.741	81563.515	66733.785
4	316279.070	272147.107	243475.417	209502.103	180269.252	155115.403
5		237209.302	204110.330	184932.144	159127.659	136923.800
6		295238.095	246320.346	201534.829	164892.133	134911.745
7	362790.698	306765.328	250989.814	205355.302	168017.974	137469.252
8	142857.143	129251.701	116942.015	103853.369	89362.201	76893.057

571 VARIABLE QT.L

	7	8	9	10
1	65451.183	53550.968	43814.428	35848.169
2	120889.569	98909.648	80926.075	66212.244
3	54600.370	44673.030	36550.661	29905.086
4	133471.393	114847.478	98822.248	85033.097
5	117818.153	101378.411	87232.586	75060.597
6	110382.337	90312.821	73892.308	60457.343
7	112474.842	92024.871	75293.076	61603.426
8	66163.793	56931.636	48987.687	42152.195

---- 571 VARIABLE CPT.L

1	1038683.241,	2	1502044.904,	3	865427.113,	4	1808962.567
5	1303792.983,	6	1377941.957,	7	1772784.583,	8	873394.795

---- 571 VARIABLE APT.L

1	1221061.109,	2	1884320.748,	3	1599502.756,	4	1345085.338
5	1121593.611,	6	935796.850,	7	781251.641,	8	652628.862
9	545519.070,	10	456272.157				

---- 571 VARIABLE AP.L = 1.054303E+7

---- 571 VARIABLE W.L

	1	2	3	4	5	6
1	1.000					
2						3.000
3				3.000	2.000	3.000
4	1.000	3.000	2.000	1.000	1.000	2.000
5			1.000	1.000	2.000	3.000
+	7	8	9	10		
1	1.000	2.000	2.000	2.000		
2	2.000	2.000	3.000	2.000		
3	1.000	3.000	4.000	1.000		
4	1.000	1.000	2.000	1.000		
5	3.000	2.000	1.000	2.000		
6		3.000	3.000	1.000		
7		2.000	1.000	2.000		
8			2.000	3.000		

VAR 5

---- 571 VARIABLE QDW.L

	1	2	3	4	5	6
1	8658.009	10140.000	9175.000	8301.000	7115.000	6790.000
4			9302.326	8004.327	6887.444	18875.571
5				9302.326	8004.327	9497.000
+	7	8	9	10		
1	6150.000	5564.000	5035.000	4556.000		
2				66212.244		
3		44673.030	9924.000	29905.086		
4	23597.000		19324.000	17489.000		
5	8593.000	7799.000	7158.000	71470.000		
6				18500.000		

---- 571 VARIABLE QS.L

	1	2	3	4	5	6
1	727.273	595.041	486.852	398.333	325.909	266.653
2		1054.264	899.225	735.729	601.960	492.513
3	603.175	496.392	406.139	332.296	271.878	222.446
4	1054.264	907.157	811.585	698.340	600.898	517.051
5		790.698	680.368	616.440	530.426	456.413
6		984.127	821.068	671.783	549.640	449.706
7	1209.302	1022.551	836.633	684.518	560.060	458.231
8	476.190	430.839	389.807	346.178	297.874	256.310
9	727.273	1649.305	1386.077	1134.063	927.870	759.166
10	2739.756	4135.372	3539.460	3017.259	2538.897	2137.711
11	1209.302	2006.678	1657.701	1356.300	1109.700	907.937
+	7	8	9	10		
1	218.171	178.503	146.048	119.494		
2	402.965	329.699	269.754	220.707		
3	182.001	148.910	121.836	99.684		
4	444.905	382.825	329.407	283.444		
5	392.727	337.928	290.775	250.202		
6	367.941	301.043	246.308	201.524		
7	374.916	306.750	250.977	205.345		
8	220.546	189.772	163.292	140.507		
9	621.136	508.202	415.802	340.201		
10	1801.035	1518.317	1280.760	1081.022		
11	742.857	607.792	497.285	406.869		

---- 571 VARIABLE C.L

1  
2 1054.264  
5 790.698  
6 984.127

---- 571 VARIABLE DELTS.L

1  
2 1.000  
5 1.000  
6 1.000  
9 1.000  
10 1.000  
11 1.000

---- 571 VARIABLE NCF.L = 9.500193E+7

EXECUTION TIME = 1.710 SECONDS VERID MW2-00-064

USER: Professor Delgado  
Universidad Politecnica de Madrid, Spain

A930929-1222AR-MW2

\*\*\*\* FILE SUMMARY

INPUT D:\GAMS386\SAMR5.GMS  
OUTPUT D:\GAMS386\SAMR5.LST

Execution  
VAR 4

---- 584 VARIABLE C.L

1  
2 1054.264  
5 790.698  
6 984.127

---- 584 VARIABLE DELTS.L

1  
2 1.000  
5 1.000  
6 1.000  
9 1.000  
10 1.000  
11 1.000  
12 1.000  
13 1.000



## Annexe (8) : Définitions

---

### 1-RESERVES RECUPERABLES

Suivant les types de gisements et de fluide, le taux de récupération pourra ne pas dépasser quelques pourcents des quantités en place 25% en moyenne pour l'huile ou, au contraire, atteindre ou dépasser 75% pour le gaz .

On appelle **réserves** les volumes récupérables que l'on estime pouvoir produire :

**Réserves = volumes en place \* taux de récupération .**

### 2-OPERATIONS EFFECTUEES SUR PUIT

**SNUBBING** : Est l'opération de nettoyage de puits.

**WORK-OVER** : Est une opération qui consiste à remonter une conduite de production (tubing) pour l'entretien du puits.

**STIMULATION** : C'est la création artificielle aux abords du puits d'une zone dont laquelle l'écoulement des fluides est facilité soit par un accroissement de la perméabilité de la formation, soit par une réduction de la viscosité de ces fluides (traitement à l'acide, chauffage du puits).

# BIBLIOGRAPHIE

## OUVRAGES

1.[MIN 87]:M.MINOUX.

*"programmation mathématique"* .

DUNOD 1987 tome II

2.[SAK 84] :M.SAKAROVITCH.

*"Optimisation combinatoire"*.

Ed.HERMANN 1984.

3.[COS 88] : R.COSSE.

*"Le gisement"*.

Ed.TECHNIP 1988.

4.[Mass 80] : J.MASSERON.

*"Economie des hydrocarbures"*.

Ed.TECHNIP 1980;Paris .

5.[CRT 75] : COLL RECHERCHE et TEMOIGNAGE .

*"L'exploitation des gisements d'hydrocarbures"*.

Ed.TECHNIP 1975, IFP (institut français de pétrole) .

6.[VIN 66] : J.VINCENT - GENOD.

*"Trasport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisations"*.

Ed.TECHNIP © 1972.

7.[HOW 87] : B.HOWARD BRADLY.

*"Petroleum Engineering Handbook : Estimation of Oil and Gas Reserves"*.

Editor- in- chief © 1987, Chapter 40.

8.[NIC 71] : T.A.G.NICHOLSON.

*"Optimisation in industry"*.

Edition Aldine . 1971 .

9.[TAI 94] : TAIBI RACHID (Mémoire.de fin d'études, USTHB)

*"Modélisation et Optimisation d'un réseau de collectes et de dessertes"*.

Département de Génie Chimique, promotion 1994 .

10.[ALL 92] : ALLAB et LEHTITTET (Mémoire.de fin d'études, ENP )

*"Projet de developpement de champs de gaz au Sud Est de Hassi R'mel : Modélisation Mathématique "*, 95 F, 1992 .

## **ARTICLES**

**11.[CIN 83] : CONSTRUCTION INNOVATION.**

*"Pipeline And Gas Journal". July © 1983., P 20.*

**12.[WIL 72] : D.C.WILSON.**

*" Optimization Techniques for Minimizing Drilling Costs "*

SPE 3983 P,16p (Society of Petroleum Engineers), Oct © 1972.

**13.[ARO1 62] : J.S.ARONOFSKY.**

*" Linear Programming a Problem Solving Tools for Petroleum industry".*

JPT 315 P, 8p © July 1962 .

**14.[ARO2 62] : J.S.ARONOFSKY and A.S.LEE .**

*" Linear Programming Model for Scheduling Crude Oil Productin".*

SPE862 G, 4p © July 1962, 213, 389 .

**15.[ATT 61] : H.D.ATTRA, W.B.WISE and W.M.BLACK .**

*"Application of Optimizing Techniques for Studying Field Producing Operations"*

Jour.Pet.Tech 1338 G, 5p © Jan 1961, 82.

**16.[REG 76] : U.S.REGLSTERED.**

*"Hydrocarbon Processing".*

. Patent Office by Gulf Publishing Company, vol 55 N° 3, March 1976 P 105 .

**17.[GAR 85] : F.A. G ARD.**

*."Oil and Gas Reserves Classification, Estimation and Evaluation".*

Jour Pet Tech, March 1985, 373 - 90 .

**18.[BKM 90] : A.BROOKE, D.KENDRICK and A.MEERANS .**

*" GAMS, User's Guide "*

. ED The Scientific Press 1990 .

**19.[ROV 72] : G.ROVAN and J.E.WARREN .**

*"A Systems Approach to Reservoir Engineering : Optimum Development Planning"*

Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT) July - Sept 1972 .

**20.[MON 91]. "Monographie de Zarzaitine Dévonien F4".**

PED Septembre .1991.