

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

8/96

وزارة التربية الوطنية

MINISTERE DE L'EDUCATION NATIONALE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT *GENIE INDUSTRIEL*

PROJET DE FIN D'ETUDES

SUJET

SIMULATION DES PERTURBATIONS

AFFECTANT LES CHAINES

D'HYDROCARBURES LIQUIDES ET GAZEUX

Proposé par ;

M. BENCHERIF

Etudié par :

M^{elle} C. KERRI

M^{elle} H. KERRI

Dirigé par :

M^{elle} ABOUN

PROMOTION

JUIN 1996

E. N. P 10, Avenue Hassen Badi - EL-HARRACH - ALGER

RESUME

Une entreprise aussi importante que SONATRACH ne peut gérer ses flux de production sans disposer d'un outil performant lui permettant d'analyser à tout instant l'état de ses installations et le comportement de son système.

L'objet de cette étude est l'élaboration d'un modèle simulant le fonctionnement des chaînes d'hydrocarbures liquides et gazeux en régime stable puis sous perturbations. Un tel modèle pourrait contribuer à l'identification des points sensibles du système et à l'orientation des décisions en vue d'améliorer sa flexibilité.

ABSTRACT

An important company such as SONATRACH can not manage the flow of its production without having at its disposal a performant means to analyze the operating conditions of its installations and the behaviour of its system.

The aim of this study is to elaborate a model simulating the chains of liquid and gaseous hydrocarbons in normal then disturbed working conditions. Such a model may contribute to the identification of the sore points of the system and the orientation of decisions to be taken in order to ameliorate its flexibility.

ملخص

لا يمكن لأي شركة مهمة كسونطراك تسيير إنتاجها دون أن يكون بحوزتها أداة تسمح لها بتحليل وضعية تجهيزاتها وتصرف مجموع وحداتها.

الهدف من هذه الدراسة هو إنجاز نموذج تظاهر لسلسلتي المحروقات السائلة والغازية في نظام سير عادي، ثم مضطرب. هذا النموذج قد يساهم في التعرف على النقاط الحساسة لجملة عناصرها، وتوجيه القدرات الهادفة إلى تحسين مرونتها.

SOMMAIRE

INTRODUCTION ----- 1

CHAPITRE I : PRESENTATION GENERALE

I.1. Présentation de l'entreprise-----	3
I.2. Position du problème-----	4
I.2.1. Généralités sur les hydrocarbures -----	4
I.2.1.a. Classification des hydrocarbures -----	4
I.2.1.b. Traitement et transport des hydrocarbures -----	6
I.2.1.c. Définitions -----	6
I.2.2. Problématique -----	10

CHAPITRE II : IDENTIFICATION DU SYSTEME

II.1. Les centres de production et de stockage du sud algérien -----	13
II.1.1. Le champs de production de Hassi R'Mel avec ses différentes installations -----	13
II.1.2. Le centre de collecte et de dispatching de H.E.H. -----	15
II.2. Le réseau de pipelines reliant Hassi.R'Mel au nord-----	17
II.2.1. Les gazoducs -----	17
II.2.1.a. La ligne Hassi R'Mel - Arzew-----	17
II.2.1.b. La ligne Hassi R'Mel - Skikda -----	18
II.2.1.c. La ligne Hassi R'Mel - Alger-----	18
II.2.1.d. La ligne Hassi R'Mel - Oued Safsaf-----	19
II.2.1.e. La ligne Hassi R'Mel - Europe-----	19
II.2.2. Les oléoducs-----	20
II.2.2.a. L'oléoduc NZ.1-----	20
II.2.2.b. Les oléoducs LZ.1 et LNZ.1 -----	21
II.3. Le réseau d'oléoducs reliant H.E.H. au nord -----	22
II.3.1. La ligne Haoud El Hamra - Skikda-----	22
II.3.2. La ligne Haoud El Hamra - Arzew-----	22
II.3.3. La ligne Haoud El Hamra - Centre-----	23

II.4. Les unités de liquéfaction du gaz et de séparation des GPL	25
II.4.1. Les unités de liquéfaction du gaz.....	25
II.4.2. Les unités de séparation des GPL.	25
II.5. Les terminaux arrivées des oléoducs transportant le pétrole et le condensat --	27
II.5.1. Alger.....	27
II.5.2. Arzew	27
II.5.3. Béjaïa.....	28
II.5.4. Skikda.....	28

CHAPITRE III : GENERALITES SUR LA SIMULATION

III.1. Notions de simulation	29
III.1.1. Définition de la simulation	29
III.1.2. Intérêt de la simulation	29
III.1.3. Domaines d'application de la simulation	30
III.2. Concepts fondamentaux de la simulation	32
III.2.1. Le système	32
III.2.2. Le modèle.....	32
III.2.3. Les types de modèles	33
III.3. Processus de simulation	34
III.3.1. Formulation du problème	35
III.3.2. Construction du modèle.....	35
III.3.3. Formulation du programme.....	36
III.3.4. Analyse des résultats.....	36
III.4. Les visions universelles de la simulation	37
III.4.1. La simulation discrete	37
III.4.1.a. La modélisation par évènements	38
III.4.1.b. La modélisation par activités.....	38
III.4.1.c. La modélisation par processus	38
III.4.2. La simulation continue.....	38
III.4.3. La simulation combinée	39
III.5. Choix du langage de simulation	40

CHAPITRE IV : MODELISATION DU SYSTEME

IV.1. Formulation des hypothèses -----	41
IV.1.1. Au niveau de la production -----	41
IV.1.2. Au niveau du stockage -----	42
IV.1.3. Au niveau du transport -----	42
IV.1.4. Au niveau des complexes -----	42
IV.1.5. Au niveau des ports-----	43
IV.2. Modélisation du système en régime stable -----	44
IV.2.1. Modélisation de la production-----	44
IV.2.2. Modélisation du transport-----	44
IV.2.3. Modélisation du stockage-----	47
IV.2.4. Modélisation des enlèvements-----	48
IV.2.5. Identification et collecte des données-----	48
IV.2.6. Transcription informatique du modèle-----	50
IV.2.6.a. Spécification des conditions initiales -----	50
IV.2.6.b. Procédure d'incrémentation du temps -----	50
IV.2.6.c. Construction du programme -----	51
IV.2.7. Validation du modèle transcrit-----	52
IV.2.8. Interprétation des résultats-----	54
IV.3. Modélisation du système sous perturbations-----	57
IV.3.1. Identification des perturbations-----	57
IV.3.1.a. Au niveau de Hassi R'Mel-----	57
IV.3.1.b. Au niveau deHaoud El Hamra -----	58
IV.3.1.c. Au niveau des pipelines -----	58
IV.3.1.d. Au niveau des complexes-----	61
IV.3.1.e. Au niveau des ports -----	61
IV.3.2. Approche de modélisation -----	63
IV.3.2.a. Modélisation par réseau SLAM-----	63
IV.3.2.b. Modélisation continue -----	64
IV.3.2.b.1. Modélisation de la production-----	64
IV.3.2.b.2. Modélisation du transport -----	64
IV.3.2.b.3. Modélisation des complexes-----	65
IV.3.2.b.4. Modélisation des enlèvements-----	66

IV.3.3. Collecte et ajustement des données	66
IV.3.4. Transcription informatique du modèle	68
IV.3.4.a. Spécification des conditions initiales	68
IV.3.4.b. Procédure d'incrémentation du temps	68
IV.3.4.c. Construction du programme	68
IV.3.5. Validation du modèle transcrit	69
IV.3.6. Interprétation des résultats	71

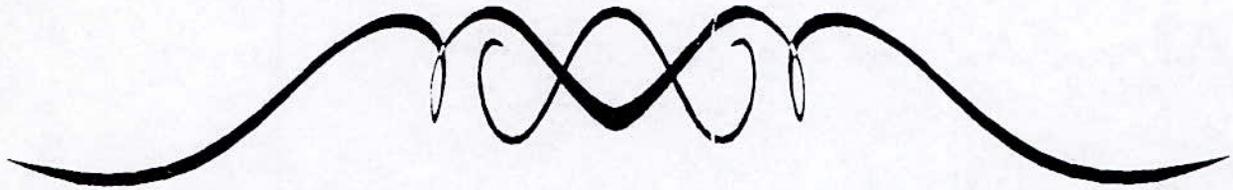
CONCLUSION ET SUGGESTIONS	72
---------------------------	----

ANNEXES :

A- Présentation du logiciel SLAM II	74
B- Généralités sur les écoulements des fluides	89
C- Liste des constantes et variables utilisées dans les programmes	91
D- Programmes en régime stable	97
E- Résultats en régime stable	107
F- Programmes sous perturbations	126
G- Résultats en régime perturbé	149

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.

INTRODUCTION



INTRODUCTION

Le patrimoine énergétique de l'Algérie où prédominent les hydrocarbures constitue le moteur de son développement économique. Prenant acte de cette réalité, la politique nationale en matière d'énergie repose sur trois principes essentiels qui sont d'une part, la préservation des réserves stratégiques pour sécuriser, à très long terme, l'approvisionnement du pays, d'autre part, le développement d'une politique d'exportation d'hydrocarbures avec, pour objectif, l'édification d'une économie industrialisée, et enfin, le renouvellement et l'élargissement des réserves d'hydrocarbures.

La mise en œuvre de cette politique est confiée à la SONATRACH. Pour mieux mesurer l'effort accompli depuis l'indépendance et la multiplicité des tâches auxquelles la SONATRACH a dû faire face, il suffit d'imaginer qu'à partir de la prise de décision d'exploitation d'un gisement, ce sont des puits à forer, des installations de collecte des puits producteurs à mettre en place, des installations de stockage, de traitement et d'expédition des hydrocarbures à faire fonctionner.

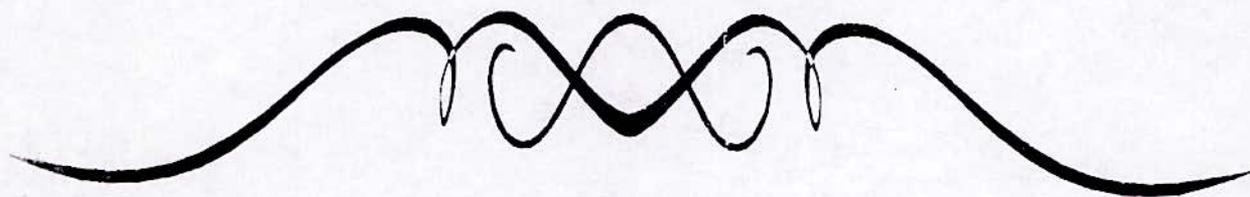
De plus, la continuité des procédés de production, l'interdépendance des produits (pétrole brut, gaz, condensat et G.P.L.), l'impossibilité de stocker les produits gazeux et les limites imposées par les capacités de stockage des produits liquides engendrent une complexité dans le système de production. Ce qui le rend sensible aux aléas pouvant générer des dysfonctionnements, voire un arrêt de la production.

Face à cette préoccupation, la SONATRACH nous a chargés de la réalisation de cette étude dont l'objectif est de contribuer à l'établissement d'un modèle de simulation permettant de représenter le fonctionnement de son système de production, de mettre en évidence les interactions entre ses différentes composantes et de percevoir les effets des perturbations sur son comportement.

Pour ce faire, nous avons structuré notre mémoire en quatre chapitres :

- ◆ Le premier chapitre concerne la présentation de l'entreprise SONATRACH, la définition de quelques concepts fondamentaux relatifs au domaine des hydrocarbures et la position du problème.
- ◆ Une description détaillée du système fait l'objet du second chapitre.
- ◆ Le troisième chapitre, quant à lui, traite de la simulation en tant qu'outil d'aide à la décision et à l'analyse des systèmes complexes.
- ◆ Enfin, un dernier chapitre est réservé à la modélisation du système en régime stable puis, sous perturbations.

CHAPITRE I



PRESENTATION GENERALE

I.1. PRESENTATION DE L'ENTREPRISE [SON5]

La SONATRACH (SOciété NAtionale de TRAnsport et de Commercialisation des Hydrocarbures) a été créée par le décret N° 63-491 du 31 Décembre 1963. A cette date, sa mission se limitait à la prise en charge du transport et de la commercialisation des hydrocarbures.

Quelques années plus tard, le 22 Septembre 1966, un second décret (N° 66-296) a permis d'élargir ses prérogatives à l'ensemble des activités du secteur des hydrocarbures :

- L'exécution de toutes les opérations de recherche et d'exploitation industrielle et commerciale des gisements d'hydrocarbures.
- La construction et l'exploitation de tous les moyens de transport des hydrocarbures.
- Le traitement et la transformation des hydrocarbures
- La création d'une industrie pétrochimique ou de toute autre industrie connexe dérivant des hydrocarbures.
- La distribution et la vente des hydrocarbures et leurs dérivés en Algérie et à l'étranger.

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

Les premières années de la décennie 80 ont vu la SONATRACH se réorganiser, engendrant la création de dix sept autres entreprises industrielles de réalisation et de service.

Depuis, la SONATRACH a recentré ses activités autour de ses missions essentielles de recherche, de production, de transport, de traitement et de commercialisation des hydrocarbures.

I.2. POSITION DU PROBLEME

I.2.1. GENERALITES SUR LES HYDROCARBURES [SON1]

Le pétrole et le gaz naturel sont un mélange de substances appelées hydrocarbures et constituées comme leur nom l'indique d'atomes d'hydrogène et de carbone. Ces hydrocarbures se présentent à l'état solide, liquide ou gazeux suivant la taille et la structure des molécules qui les composent : les hydrocarbures aux molécules très lourdes, contenant un grand nombre d'atomes de carbone et d'hydrogène sont des solides. Ceux dont les molécules sont plus légères sont des liquides. Enfin, ceux dont les molécules sont très légères car ne contenant que quelques atomes de carbone et d'hydrogène sont des gaz.

Le pétrole brut est le mélange de ces divers types d'hydrocarbures, alors que le gaz naturel ne contient que des hydrocarbures très légers.

I.2.1.a. CLASSIFICATION DES HYDROCARBURES [BAR80], [SON1]

PETROLE BRUT

Ce terme désigne le pétrole en provenance directe des gisements, de la sortie des puits aux parcs de stockage de brut des raffineries. Les pétroles bruts sont des composés organiques extrêmement complexes dont la structure varie d'un gisement à un autre, mais, en dehors des impuretés, se limite toujours au carbone et à l'hydrogène combinés sous la forme d'hydrocarbures nombreux et divers.

LE GAZ NATUREL

On appelle gaz naturel un mélange d'hydrocarbures saturés gazeux, contenant aussi des hydrocarbures liquides et éventuellement, divers autres composants, et qui est produit à partir de couches souterraines poreuses.[PRA77]

On distingue généralement, deux types de gaz qui impliquent des traitements différents :

1. LE GAZ HUMIDE

C'est un gaz riche en fractions condensables (G.P.L. et condensats). Lorsqu'il est produit simultanément avec le pétrole dans un même gisement, le gaz humide est qualifié de gaz associé. Mais il peut également être extrait d'un gisement ne contenant et ne produisant que du gaz. Il est alors dénommé gaz humide non associé.

2. LE GAZ SEC

C'est un gaz pauvre en fractions condensables. Il est essentiellement constitué de méthane. Son traitement consiste simplement à en éliminer les éventuelles impuretés avant de le commercialiser.

LE GAZ NATUREL LIQUEFIE (G.N.L.)

C'est en fait essentiellement du méthane, restant après traitement du gaz naturel et de là dirigé vers une usine de liquéfaction où il est liquéfié par refroidissement à (-162° C). Ceci réduit considérablement son volume, 635 fois, et permet ainsi son transport maritime par navires spéciaux appelés méthaniers.

LES GAZ DE PETROLE LIQUEFIES (G.P.L.) [SON3]

Dans l'industrie des hydrocarbures, les G.P.L. comprennent le butane et le propane. Ils sont produits à partir des gaz associés au pétrole, des gaz naturels non associés et enfin des gaz de raffineries. Ces gaz ont la particularité de se trouver à l'état gazeux à température ambiante et de passer à l'état liquide sous une pression de quelques bars seulement. Cette propriété permet de stocker, de transporter et de commercialiser aisément les G.P.L. dans de simples bouteilles en acier.

LES LIQUIDES DE GAZ NATUREL (L.G.N.) OU CONDENSATS

Une grande partie des condensats est extraite par séparation des gaz humides et le reste est obtenu après traitement du gaz naturel

I.2.1.b. TRAITEMENT ET TRANSPORT DES HYDROCARBURES [SON1]

Généralement, l'exploitation d'un gisement permet d'en extraire un mélange d'hydrocarbures liquides et gazeux, constitué essentiellement de pétrole et/ou de gaz, accompagnés d'impuretés. Ce mélange est envoyé à travers des conduites vers un centre de traitement où il sera débarrassé des impuretés puis séparé en une phase liquide (Pétrole brut, G.P.L. et Condensat) et une phase gazeuse (Gaz naturel).

Le transport des hydrocarbures liquides s'effectue à travers un réseau d'oléoducs reliant le centre de traitement aux différents terminaux arrivées. Pour la progression de ces produits incompressibles, il est nécessaire d'exercer une force de poussée par le biais des stations de pompage.

Le gaz naturel est acheminé du centre de production vers le lieu de consommation dans des gazoducs. Pour ce produit compressible, le principe consiste à utiliser sa propre énergie de détente dans la canalisation. Cependant, il est nécessaire de le recomprimer au moyen de stations de compression.

I.2.1.c. DEFINITIONS [BAR80]

BAC

Dans l'industrie pétrolière, c'est le nom générique abrégé couvrant de nombreux contenants. Ce sont les bacs de stockage ou bacs de réserve pour différents produits pétroliers. Le terme de bac est, dans ce dernier cas, quelques fois préféré à celui de réservoir quand il s'agit de grandes capacités.

Les produits volatils, tels que les G.P.L. et les essences, sont stockés dans des bacs surélevés de forme sphérique; ils sont appelés *sphères*.

Les bacs sont spécialisés : bacs de jaugeage, de décantation, de dégazage, de collecte, d'expédition, de lavage,...

LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL [BEL91]

Le processus de liquéfaction du gaz naturel se déroule selon les quatre étapes suivantes :

1. La décarbonatation qui consiste à réduire la teneur du gaz en CO₂.
2. La déshydratation durant laquelle le gaz est séché puis filtré.
3. La réfrigération qui permet de liquéfier le gaz et d'en extraire le propane et le butane.
4. Le passage dans un déazoteur où la teneur en azote du G.N.L. est réduite.

PARC DE STOCKAGE

Un parc de stockage est un espace sur lequel a été érigé un certain nombre de réservoirs avec leurs dispositifs annexes (conduites de remplissage et d'extraction, moyens de pompage, dispositifs de sécurité et de régulation des flux).

On trouve des parcs de stockage au début et à la fin d'un pipeline. Ces parcs servent au stockage de tous les produits liquides : pétrole brut, G.P.L., condensat, G.N.L., propane et butane.

PIPELINE

C'est une canalisation pour le transport des fluides et par extension, l'ensemble de l'ouvrage. Ce terme est en général réservé aux conduites destinées aux transports à longue distance. Les pipelines spécialisés peuvent être appelés : gazoducs ou oléoducs.

GAZODUC

Il est constitué de :

- une station de compression départ,
- une ou plusieurs stations de compression intermédiaires,
- un terminal arrivée,
- une canalisation.

OLEODUC

Les éléments constituant un oléoduc sont :

- un bac de stockage,
- une station de pompage départ,
- une ou plusieurs stations de pompage intermédiaires,
- un terminal arrivée,
- une canalisation.

RAFFINAGE

L'industrie du raffinage met en œuvre des techniques de séparation et de transformation (distillation, craquage, réformage et épuration) permettant de produire à partir du pétrole brut l'éventail complet des produits commerciaux allant des gaz de raffineries aux asphaltes, en passant par les carburants, les lubrifiants, les huiles,...[WUI72]

Les raffineries sont des ensembles industriels composés de grandes tours appelées « colonnes », et de réservoirs reliés entre eux par de nombreux tuyaux.

SEPARATION DES G.P.L.

Le processus de séparation des G.P.L. débute par une opération de déshydratation. Une fois leur teneur en eau réduite, les G.P.L. sont séparés par fraction en propane et butane. Ces derniers sont ensuite refroidis puis stockés.

STATION DE COMPRESSION

C'est un élément essentiel pour le transport du gaz naturel sur de longues distances. Pour assurer un écoulement maximum, régulier dans le système de transmission, on doit recomprimer le gaz dans des stations de compression, situées tous les 60 à 80 kilomètres le long de la canalisation, car contrairement au pétrole, le gaz perd rapidement sa pression avec la distance.

STATION DE POMPAGE

C'est une installation située sur le trajet d'un oléoduc, destinée à pousser le produit jusqu'à la station suivante. Ainsi, le tracé d'une conduite est-il jalonné d'une succession de stations depuis celle de « tête » jusqu'à celle qui est la moins éloignée de l'extrémité de la conduite.

TERMINAL

Dans son sens littéral, ce terme désigne un ensemble d'installations se trouvant au point d'arrivée d'un système de transport terrestre. En réalité, il est pris dans un sens large et peut se rapporter à l'une ou à l'autre des extrémités du système en question, qu'il soit terrestre ou maritime.

Dans le premier cas, les terminaux sont essentiellement des parcs de stockage situés aux points de départ et aux points d'arrivée des pipelines. Ces derniers sont les unités de séparation des G.P.L., les unités de liquéfaction du gaz naturel, les raffineries ou tout autre point de consommation. Les terminaux maritimes, outre un parc de stockage situé à terre, comportent des moyens de réception plus ou moins importants pour les navires pétroliers : appointements, postes de chargement ou de déchargement, installations annexes,...

1.2.2. PROBLEMATIQUE

Pour mener à bien sa mission de commercialisation des hydrocarbures, tant au niveau national qu'international, la SONATRACH doit se doter d'un outil d'aide à la décision lui permettant de gérer au mieux les situations créées par les diverses perturbations pouvant survenir au niveau de ses différentes installations industrielles.

Deux études ont été réalisées au département Génie Industriel dans le cadre du projet de fin d'études, pour répondre à ce besoin en ne considérant chacune qu'une partie du système :

Dans la première étude [BEL91], l'effort a porté sur la modélisation de la chaîne gaz (gaz humide, gaz sec, condensat, G.P.L., butane, propane et G.N.L.).

La seconde étude [AIT95] avait pour objet la représentation de la chaîne d'hydrocarbures liquides (pétrole brut, condensat et G.P.L.).

Pour tenir compte des diverses interactions existant entre ces deux chaînes, nous nous proposons de compléter ces études en les intégrant dans un même système. Ce dernier comprend :

- Le champ de production de Hassi R'Mel avec ses unités de traitement et ses installations de réinjection.
- Les centres de stockage de Haoud El Hamra et de Hassi R'Mel :
 - a. Le centre de stockage et de dispatching de Haoud El Hamra:
 - Le réseau d'oléoducs aboutissant à Haoud El Hamra
 - Le parc de stockage de Haoud El Hamra
 - b. Le centre de stockage et de transfert final de Hassi R'Mel (il reçoit les G.P.L. et condensats produits à Hassi R'Mel ainsi que les G.P.L. provenant de Haoud El Hamra).

- Le réseau d'oléoducs reliant Haoud El Hamra à Béjaïa, Arzew et Skikda.
- Le réseau d'oléoducs reliant Hassi R'Mel à Arzew.
- Les oléoducs reliant Hassi R'Mel à Haoud El Hamra.
- Le réseau de gazoducs reliant Hassi R'Mel au Nord (frontière Algéro-Marocaine, Arzew, Alger, Skikda, frontière Algéro-Tunisienne).
- Les unités de liquéfaction du gaz et de séparation des G.P.L. ainsi que les différentes zones de stockage.
- Les terminaux arrivées.
- Les raffineries d'Alger, Skikda et Arzew.
- Les infrastructures d'enlèvement des produits au niveau des ports de Skikda, Béjaïa et Arzew.

La figure I.2.2. met en évidence les deux sous-systèmes déjà traités, le système pour lequel nous avons opté et le réseau algérien d'hydrocarbures dans son intégralité.

Notre travail consistera dans un premier temps à simuler le fonctionnement du système en régime stable. Puis, après avoir identifié et modélisé les différentes perturbations, nous allons les générer aléatoirement afin de voir leurs effets sur le comportement du système. Ce qui nous permettra de mettre en évidence les points sensibles du système et d'orienter par la suite les décisions d'investissement en vue d'améliorer sa flexibilité.

L'approche de modélisation adoptée repose sur les techniques de la simulation stochastique. Ce choix est justifié d'une part parce que la simulation est l'outil adéquat pour restituer le plus fidèlement le comportement d'un système dans le temps, et d'autre part par le caractère aléatoire des perturbations qui affectent le système.

La modélisation nécessite au préalable une description détaillée du système étudié. Celle-ci fera l'objet de la partie qui suit.

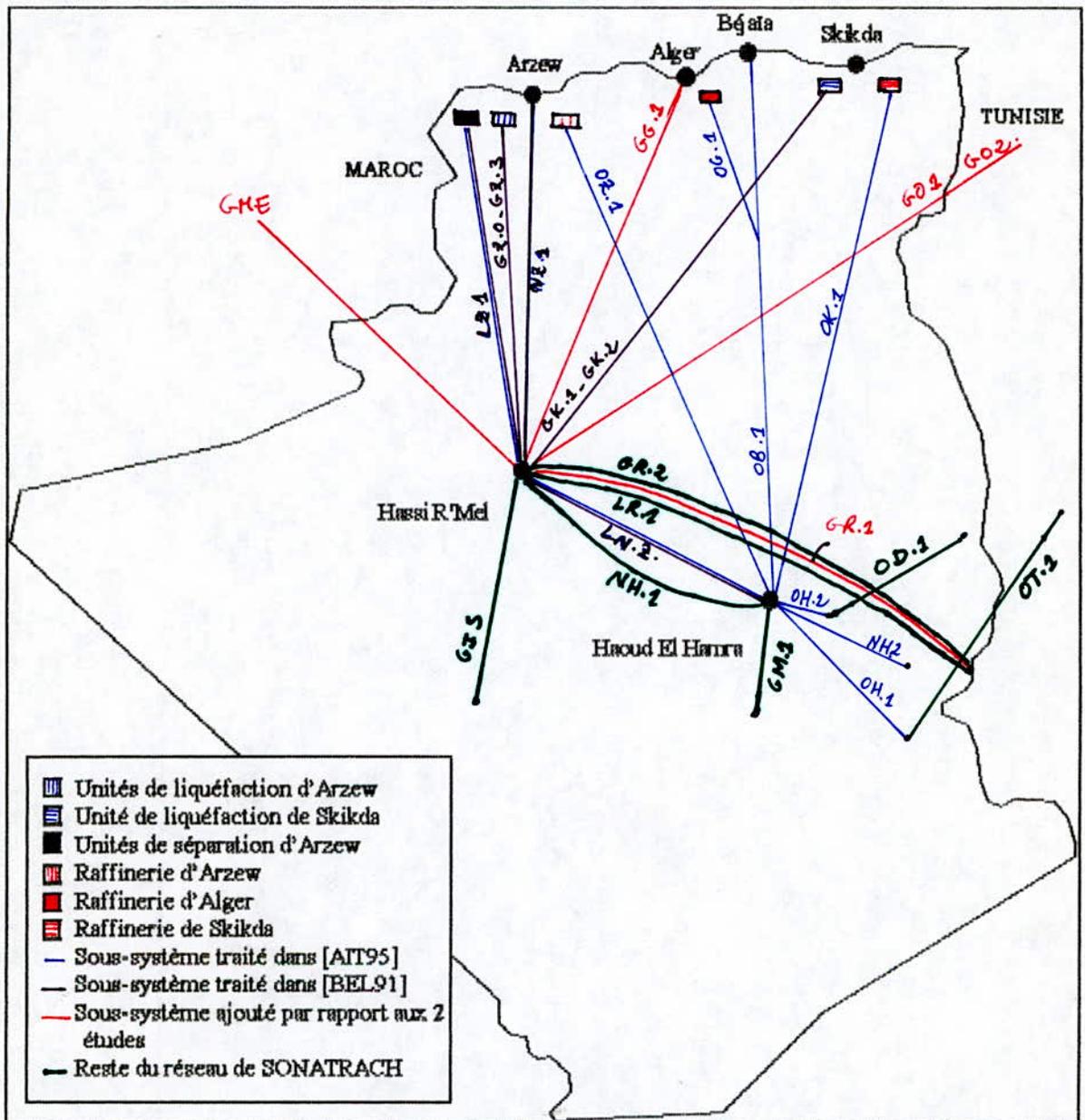
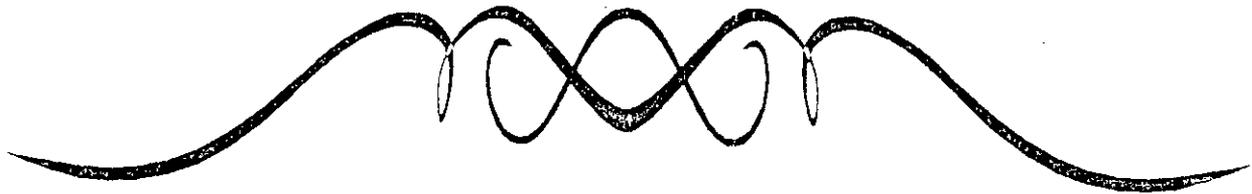


Figure 1.2.2.: Le réseau de pipelines de la SONATRACH

CHAPITRE II



IDENTIFICATION DU SYSTÈME

II.1. LES CENTRES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE DU SUD ALGERIEN

Les gisements d'hydrocarbures découverts en Algérie jusqu'à présent, sont classés en dix districts distincts. Huit d'entre eux contiennent à la fois des gaz et du pétrole brut : ce sont les régions de Hassi R'Mel Est, Hassi Messaoud, Hassi Messaoud-Ouest, Gassi Touil, Rhourde Nouss, Tinfouyé, In Aménas et Alrar. En outre, deux districts ne possèdent que des réserves de gaz : ce sont l'énorme gisement de Hassi R'Mel et la région d'In Salah.[SON4]

Hassi R'Mel est l'un des champs de production de gaz les plus importants dans le monde. D'autre part, une grande partie de la production nationale en pétrole provient de Hassi Messaoud.

II.1.1. LE CHAMPS DE PRODUCTION DE HASSI R'MEL AVEC SES DIFFERENTES INSTALLATIONS [AIT95], [BEL91], [SON2]

Les gisements de Hassi R'Mel produisent du gaz humide. Ce dernier est acheminé vers les cinq modules de traitement installés non loin des puits. Il y subira des procédés techniques destinés à en éliminer les éventuelles impuretés et par la suite, séparer la phase gazeuse (gaz sec) de la phase liquide (G.P.L. et condensat).

Une partie du gaz sec (environ 50 %) passe par le Centre National de Dispatching du Gaz (C.N.D.G.) avant d'être expédiée vers le Nord à travers un réseau de gazoducs. Le restant de gaz sec est réinjecté dans les gisements. Le C.N.D.G. reçoit aussi le gaz sec extrait des champs d'Alrar et transporté à travers le GR.1. (Voir figure II.1.1.)

Les G.P.L. et condensat sortant des modules de traitement sont stockés dans le Centre de Stockage et de Transfert Final (C.S.T.F.). Des stations de pompage permettent de fournir l'énergie nécessaire au transport de chaque produit à travers les divers oléoducs. En plus des G.P.L. produits à Hassi R'Mel, la station de pompage reçoit un appoint en provenance de Haoud El Hamra à travers l'oléoduc LNZ.1 (12 pouces).

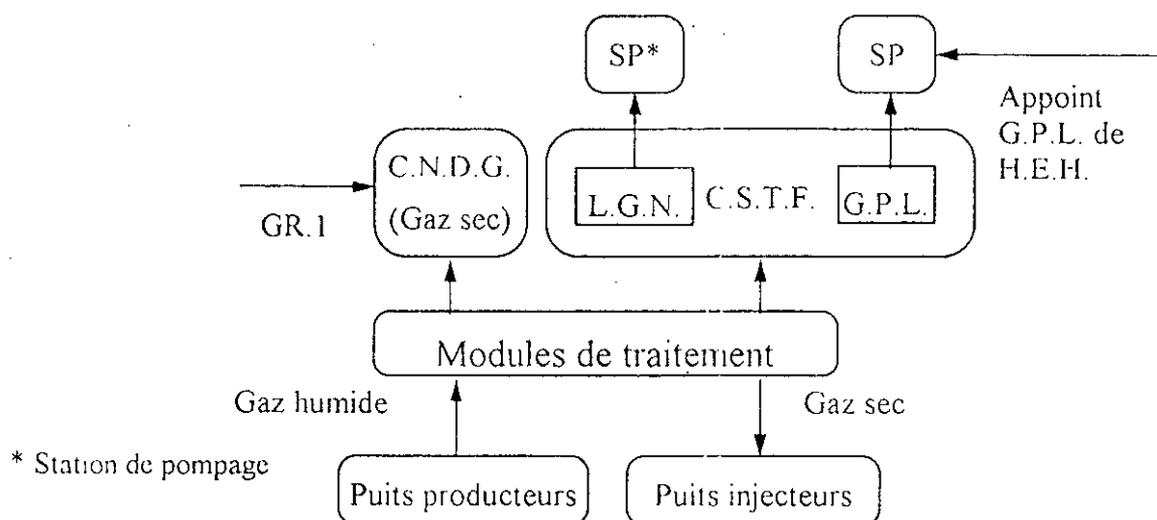


Figure II.1.1. : Schématisation de la production de H.R'Mel.

Les caractéristiques de l'oléoduc LNZ.1 sont représentées dans le tableau II.1.1.a.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Produit	Longueur (Km)
H.E.H. - H. R'Mel	LNZ.1	12"	G.P.L.	305

Tableau II.1.1.a. : Caractéristiques de la ligne H.E.H.- H. R'Mel

Les capacités installées dans le C.S.T.F. sont résumées dans le tableau II.1.1.b.

Produit	Type de réservoir	Capacité unitaire(m ³)	Nombre
Condensat	Bac	35000	3
		45000	4
G.P.L.	Sphère	65000	12

Tableau II.1.1.b. : Caractéristiques du C.S.T.F.

II.1.2. LE CENTRE DE COLLECTE ET DE DISPATCHING DE H.E.H.

Situé à une vingtaine de kilomètres de Hassi Messaoud, le centre de stockage de H.E.H. réceptionne le pétrole brut en provenance des champs de Hassi Messaoud, El Gassi, In Aménas et Mesdar, ainsi que le condensat d'Ohanet.

Le tableau II.1.2.a. présente les caractéristiques des canalisations aboutissant à Haoud El Hamra. [SON2]

Produit	Origine	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁶ T/an)
Pétrole brut	In Aménas	OH.1	30"	630	18
	Mesdar	OH.2	26"	108	12
Condensat	Ohanet	NH.2	30"	522	7.9

Tableau II.1.2.a. : Caractéristiques des principaux oléoducs aboutissant à Haoud El Hamra.

Les G.P.L. produits à Hassi Messaoud transitent par le centre de collecte et de dispatching de H.E.H. avant d'aboutir à la station de pompage située en aval du C.S.T.F.

Le pétrole brut et le condensat sont stockés à H.E.H. dans trois parcs suivant leurs destinations :

- Le parc de stockage du pétrole brut et du condensat à destination de Béjaïa à travers l'oléoduc OB.1.
- Le parc de stockage du pétrole brut à destination de Skikda à travers l'oléoduc OK.1.
- Le parc de stockage du pétrole brut à destination d'Arzew à travers l'oléoduc OZ.1.

Le tableau II.1.2.b. présente les caractéristiques de ces différents parcs. [AIT95]

Destination par parc	Produit stocké	Nombre de bacs	Capacité unitaire (m ³)
Béjaïa	Pétrole	4	35000
	Condensat	3	35000
Skikda	Pétrole	7	50000
Arzew	Pétrole	4	35000
	Pétrole	4	50000

Tableau II.1.2.b. : Caractéristiques des parcs de stockage de H.E.H.

II.2. LE RESEAU DE PIPELINES RELIANT H.R'MEL AU NORD

II.2.1. LES GAZODUCS [SON2]

II.2.1.a. LA LIGNE HASSI R'MEL - ARZEW

Les gazoducs GZ.0, GZ.1, GZ.2 et GZ.3 transportent le gaz sec de Hassi R'Mel vers les trois unités de liquéfaction d'Arzew.

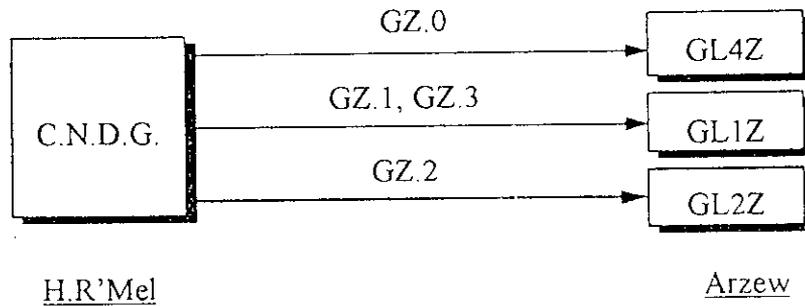


Figure II.2.1.a. : Ligne H.R'Mel - Arzew

Les caractéristiques principales de ces gazoducs sont indiquées dans le tableau II.2.1.a.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁹ m ³ / an)
H.R'Mel - Arzew (GL4Z)	GZ.0	20 / 24 "	509	3.6
H.R'Mel - Arzew (GL1Z)	GZ.1	40"	507	13.5
H.R'Mel - Arzew (GL2Z)	GZ.2	40"	507	13.5
H.R'Mel - Arzew (GL1Z)	GZ.3	42"	507	15.4

Tableau II.2.1.a. : Caractéristiques de la ligne H.R'Mel - Arzew

II.2.1.b. LA LIGNE HASSI R'MEL - SKIKDA

Le gazoduc GK.1 transporte le gaz sec de Hassi R'Mel vers l'unité de liquéfaction de Skikda : GLIK.

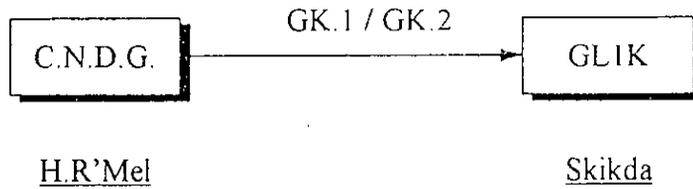


Figure II.2.1.b. : La ligne H.R'Mel - Skikda.

Le tableau II.2.1.b. résume les caractéristiques principales de cette ligne.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁹ m ³ / an)
H.R'Mel - Skikda	GK.1 / GK.2	40" / 42"	573	20.5

Tableau II.2.1.b. : La ligne H.R'Mel - Skikda.

II.2.1.c. LA LIGNE HASSI R'MEL - ALGER

Le gazoduc GG.1, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau II.2.1.c., transporte le gaz sec de Hassi R'Mel vers Alger (Issers).

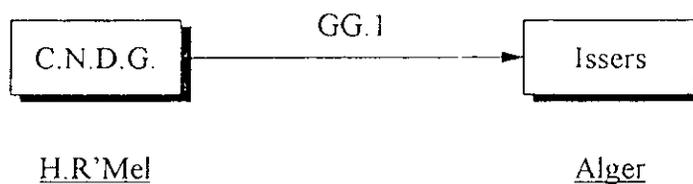


Figure II.2.1.c. : La ligne H.R'Mel - Alger.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁹ m ³ / an)
H.R'Mel - Alger	GG.1	42"	436	7.10

Tableau II.2.1.c. : La ligne H.R'Mel - Alger

II.2.1.d. LA LIGNE HASSI R'MEL - OUED SAFSAF

Les deux gazoducs GO.1 et GO.2 constituent le TRANSMED reliant Hassi R'Mel à l'Italie via la Tunisie.

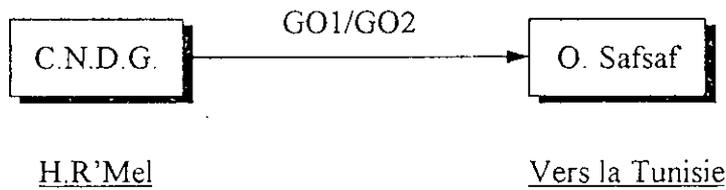


Figure II.2.1.d. : La ligne H.R'Mel - O.Safsaf.

Le tableau II.2.1.d. résume les caractéristiques principales de cette ligne.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁹ m ³ / an)
H.R'Mel - O.Safsaf	GO.1/GO.2	48"	549	18

Tableau II.2.1.d. : La ligne H.R'Mel - O.Safsaf.

II.2.1.e. LA LIGNE HASSI R'MEL - EUROPE

Le gazoduc Maghreb-Europe (GME), en cours de réalisation, permettra l'acheminement du gaz sec vers l'Espagne via le Maroc

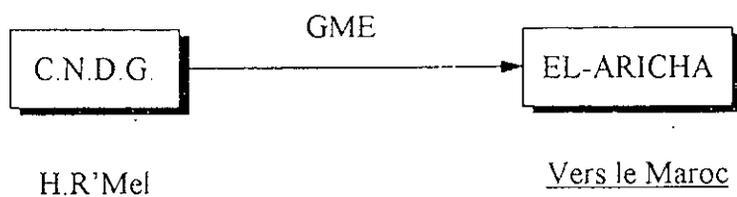


Figure II.2.1.e. : La ligne H.R'Mel - Europe.

Le tableau II.2.1.e. présente les caractéristiques du GME.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁹ m ³ / an)
H.R'Mel - Europe	GME	48"	530	18.75

Tableau II.2.1.e. : La ligne H.R'Mel - Europe.

II.2.2. LES OLEODUCS [SON2]

II.2.2.a. L'OLEODUC NZ.1

L'oléoduc NZ.1 transporte la production de condensat de Hassi R'Mel vers Arzew.

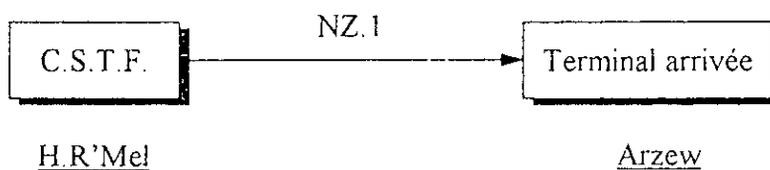


Figure II.2.2.a. : L'oléoduc NZ.1.

Le tableau II.2.2.a. résume les caractéristiques principales de cette ligne.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁶ T / an)
H.R'Mel - Arzew	NZ.1	28"	506	21

Tableau II.2.2.a. : Caractéristiques de l'oléoduc NZ.1.

II.2.2.b. LES OLEODUCS LZ.1 ET LNZ.1

Les oléoducs LZ.1 et LNZ.1 transportent, vers les unités de séparation d'Arzew, la production de G.P.L. des champs de Hassi R'Mel ainsi que celle des champs de Hassi Messaoud acheminée jusqu'à Hassi R'Mel.

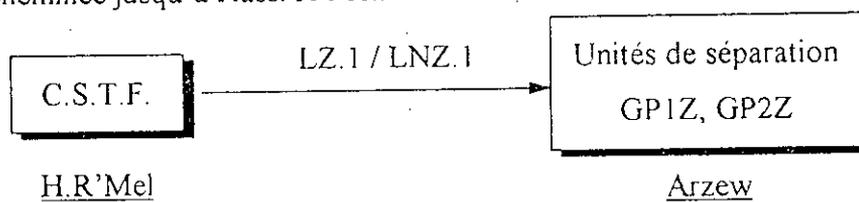


Figure II.2.2.b. : Les oléoducs LZ.1 et LNZ.1.

Le tableau II.2.2.b. présente les caractéristiques de l'oléoduc LZ.1.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁶ T / an)
H.R'Mel - Arzew	LZ.1	24"	530	6
H.R'Mel - Arzew	LNZ.1	16"	530	3,86

Tableau II.2.2.b. : Caractéristiques de l'oléoduc LZ.1.

II.3. LE RESEAU D'OLEODUCS RELIANT H.E.H. AU NORD

[SON2]

II.3.1. LA LIGNE HAUD EL HAMRA - SKIKDA

L'oléoduc OK.1 transporte le pétrole brut de H.E.H vers Skikda. Une partie de ce pétrole alimente la raffinerie, l'autre étant destinée à l'exportation à partir du port de Skikda.

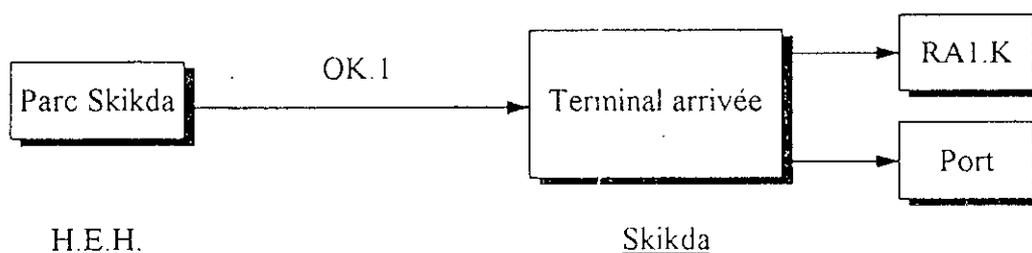


Figure II.3.1. : La ligne H.E.H. - Skikda.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁶ T / an)
H.E.H. - Skikda	OK.1	34"	637	18

Tableau II.3.1. : Caractéristiques de l'oléoduc OK.1.

II.3.2. LA LIGNE HAUD EL HAMRA - ARZEW

Constituée de l'oléoduc OZ.1, cette ligne transporte le pétrole brut de H.E.H. vers le port ainsi que la raffinerie d'Arzew. Cet oléoduc reçoit des injections de pétrole des champs de Guellala, Haoud Berkaoui et Oued Noumer au Nord de Hassi R'Mel.

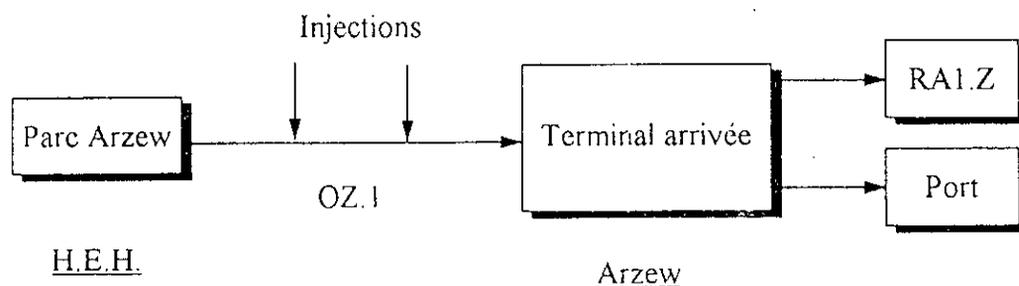


Figure II.3.2. : La ligne H.E.H. - Arzew.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité (10 ⁶ T / an)
H.E.H. - Arzew	OZ.1	28"	801	21.6

Tableau II.3.2. : Caractéristiques de l'oléoduc OZ.1.

II.3.3. LA LIGNE HAOUD EL HAMRA - CENTRE

Cette ligne se compose de deux oléoducs : OB.1 et OG.1.

L'oléoduc OB.1 transporte alternativement le pétrole brut et le condensat de H.E.H. vers le port de Béjaïa. En effet, une colonne de condensat est envoyée à intervalle de temps régulier, suivie immédiatement par une quantité de pétrole.

La canalisation OB.1 possède trois stations de pompage : SP1 (à H.E.H.), SP2 et SP3, ainsi que quatre stations secondaires.

Les stations SP2 et SP3 disposent chacune de deux bacs afin de stocker le pétrole nécessaire à leur fonctionnement.

Une partie du pétrole brut transporté par l'OB.1 est soutirée par la station de pompage SBM située dans la région de Béni Mansour. Ce pétrole est destiné à l'alimentation de la raffinerie d'Alger, RAI.G, à travers la canalisation OG.1.

La station SBM est munie d'un bac pour le stockage du pétrole assurant l'approvisionnement de la raffinerie d'Alger lors du passage de la colonne de condensat dans l'OB.1.

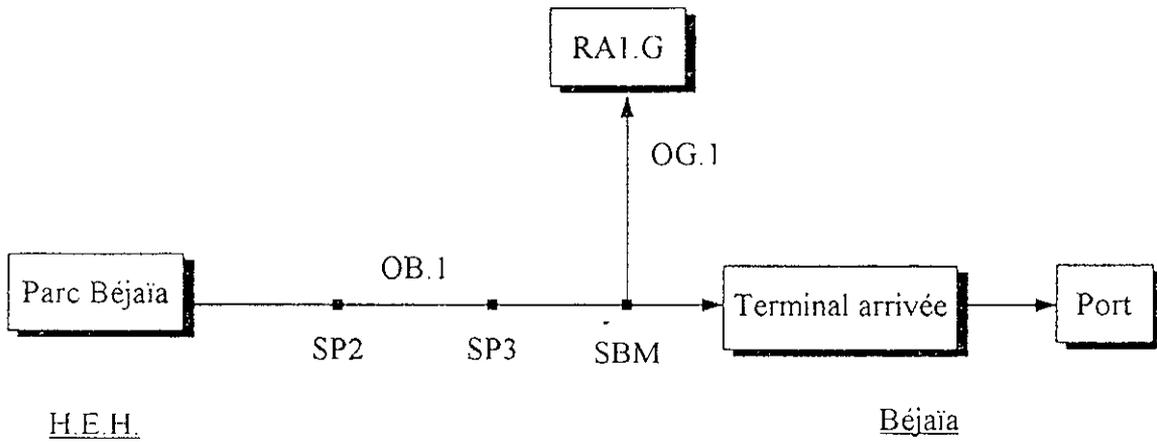


Figure II.3.3. : La ligne H.E.H. - Centre.

Origine / Destination	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Capacité ($10^6 T / an$)
H.E.H. - Béjaïa	OB.1	24"	660	17
SBM - Alger	OG.1	16"	131	3.5

Tableau II.3.3. : Caractéristiques de la ligne H.E.H. - Centre.

II.4. LES UNITES DE LIQUEFACTION DU GAZ ET DE SEPARATION DES G.P.L. [BEL91]

II.4.1. LES UNITES DE LIQUEFACTION DU GAZ

Pour exporter son gaz naturel vers l'Europe et vers les Etats Unis, l'Algérie a développé l'industrie du gaz naturel liquéfié (G.N.L.) de manière importante. Elle compte aujourd'hui quatre complexes de liquéfaction, trois situés au pôle industriel d'Arzew et un au pôle de Skikda. [SON1]

Le tableau II.4.1 présente les caractéristiques de ces unités.

Caractéristiques	GL1Z	GL2Z	GL4Z	GL1K
Implantation	Arzew	Arzew	Arzew	Skikda
Capacité de liquéfaction (10 ⁶ m ³ / an)	10.5	10.5	1.7	7.8
Extraction (T / an) :				
• Propane	Non	380000	Non	350000
• Butane	Non	330000	Non	200000
Capacité de stockage en milliers de m ³				
• G.N.L.	300	300	71	290
• Propane	Non	Non	Non	41200
• Butane	Non	Non	Non	25000

Tableau II.4.1. : Caractéristiques des unités de liquéfaction du gaz.

II.4.2. LES UNITES DE SEPARATION DES G.P.L.

Le processus de séparation des G.P.L. se fait dans les deux unités d'Arzew : GP1Z et GP2Z. Les G.P.L. y subissent un traitement destiné à les séparer en propane et en butane. Ces produits sont ensuite expédiés vers le port où s'effectuera leur enlèvement.

Les caractéristiques de ces deux unités sont présentées dans le tableau II.4.2.

Caractéristiques	GP1Z	GP2Z
Capacité de séparation (10^6 T / an)	4	0.66
Capacité de stockage des G.P.L. (m^3)	57736	3039
Capacités de stockage (m^3):		
• Propane	142000	110000
• Butane	142000	84000

Tableau II.4.2. : Caractéristiques des unités de séparation des G.P.L.

II.5. LES TERMINAUX ARRIVEES DES OLEODUCS TRANSPORTANT LE PETROLE ET LE CONDENSAT [AIT95]

II.5.1. ALGER

L'oléoduc OG.1 aboutit à la raffinerie d'Alger (RA1.G). Le pétrole est alors stocké dans trois bacs de capacité unitaire de 35000 m³. La raffinerie d'Alger a une capacité de production de 2.8 millions de tonnes par an.

II.5.2. ARZEW

Les oléoducs OZ.1 et NZ.1 qui transportent respectivement du pétrole brut et du condensat aboutissent à un parc de stockage. Ce terminal est situé non loin de la raffinerie d'Arzew qu'il alimente en brut et du port dont il assure l'approvisionnement en pétrole et en condensat.

Le tableau II.5.2. présente les caractéristiques de ce terminal.

Produit	Nombre de bacs	Capacité unitaire (m ³)
Pétrole	5	35000
	4	50000
Condensat	5	35000
	7	50000

Tableau II.5.2. : Caractéristiques du parc de stockage d'Arzew.

LA RAFFINERIE D'ARZEW

La raffinerie d'Arzew (RA1.Z) a une capacité de traitement estimée à 2.5 millions de tonnes par an. Elle dispose en outre d'une capacité de stockage de 25600 m³.

LE PORT D'ARZEW

Le port d'Arzew à partir duquel s'effectue l'enlèvement de différents produits dispose de deux postes de chargement pour le pétrole et de deux autres pour le condensat. Par ailleurs, à chaque unité de liquéfaction sont affectés deux postes consacrés au

chargement du G.N.L. qu'elle produit. Le port possède aussi quatre postes réservés au propane et au butane sortants des bacs des unités de séparation.

II.5.3. BEJAIA

Le pétrole brut et le condensat réceptionnés au terminal arrivée de Béjaïa sont stockés dans des bacs avant d'être exportés au niveau du port qui dispose de trois postes de chargement dont deux pour le pétrole et un pour le condensat.

Les tableaux II.5.3. résume les caractéristiques du parc de stockage de Béjaïa.

Produit	Nombre de bacs	Capacité (10 ³ m ³)
Pétrole	7	35
	3	50
Condensat	5	35
	1	50

Tableau II.5.3. : Les caractéristiques du parc de stockage de Béjaïa.

II.5.4. SKIKDA

Le pétrole brut acheminé par l'OK.1 est réceptionné dans un parc de stockage alimentant la raffinerie et le port de Skikda. Ce terminal dispose de 15 bacs d'une capacité unitaire de 50000 m³ et d'un bac de 5000 m³.

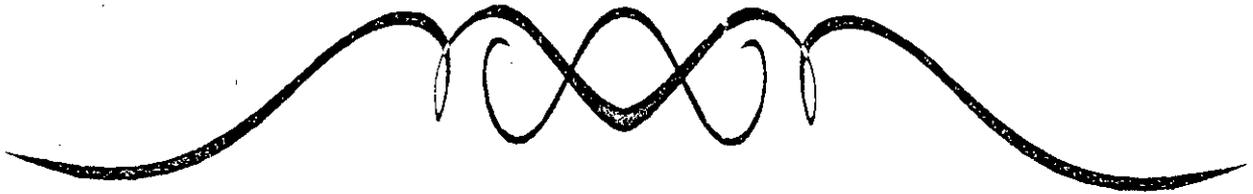
LA RAFFINERIE DE SKIKDA

La raffinerie de Skikda (RA1.K) d'une capacité annuelle de 15 millions de tonnes possède un parc pouvant stocker jusqu'à 144000 m³ de pétrole brut.

LE PORT DE SKIKDA

Le pétrole et le G.N.L. sortant respectivement du terminal arrivée de l'OK.1 et de l'unité de liquéfaction GL1K sont enlevés au port de Skikda à partir de deux postes de chargement réservés à chacun d'eux. Quant au propane et butane issus de la liquéfaction, leur chargement ne mobilise qu'un seul poste.

CHAPITRE III



*GENERALITE SUR LA
SIMULATION*

III.1. NOTIONS DE SIMULATION

III.1.1. DEFINITION DE LA SIMULATION [CHO66],[MIZ68],[PRI86]

Les problèmes que rencontrent l'industrie, le commerce et la société en général, continuent à s'accroître en taille et en complexité. Le besoin de recourir à des procédures et techniques pour résoudre de tels problèmes devient de plus en plus pressant. La simulation est née pour répondre à ce besoin.

La simulation est essentiellement une analogie entre un système et un modèle, c'est-à-dire une similitude de propriétés ou de relations entre les deux. Elle suppose la construction d'un modèle de travail, mathématique ou physique, présentant une similitude avec le système réel faisant l'objet de l'étude. De cette façon, il devient possible de prévoir les caractéristiques de fonctionnement de ce système, sans avoir à travailler avec des dispositifs physiques, et par la suite de déterminer à l'avance ses caractéristiques optimales.

III.1.2. INTERET DE LA SIMULATION [CHO66]

Les modèles de simulation peuvent être utilisés à plusieurs niveaux :

- En tant que moyen de connaissance du comportement de nouveaux systèmes, en vue d'en modifier la conception ou de les améliorer.
- En tant qu'outil d'analyse pour déterminer les composantes et les variables importantes d'un système.
- A des fins de vérification ou de démonstration d'une idée nouvelle ou d'un nouveau système.
- En tant que moyen de projection dans l'avenir fournissant des bases quantitatives pour la planification de développements futurs.

Les modèles de simulation constituent les seuls procédés utilisables lorsque les systèmes sont trop complexes pour être étudiés par des méthodes analytiques ou numériques, ou lorsque l'expérimentation directe est impossible ou encore lorsqu'un des objectifs est la mesure de l'influence d'éléments inconnus ou aléatoires sur le comportement du système.

III.1.3. DOMAINES D'APPLICATION DE LA SIMULATION

La simulation, en tant que science de management et de technique de recherche opérationnelle est la plus utilisée dans l'industrie et dans les secteurs stratégiques tels que la défense, la santé, l'habitat,...

Cette importance croissante est due d'une part, au développement rapide et continu des langages de simulation, et d'autre part, à la flexibilité qu'offre la modélisation en simulation contrairement aux restrictions structurelles imposées par la formulation par programmation mathématique d'un problème.

SHANNON a classé les différents domaines d'application de la simulation dans le tableau III.1.3. [COU96]

Domaine	Applications de la simulation
Systèmes d'information	<ul style="list-style-type: none"> - Composants hardware et logiciels. - La gestion des bases de données. - La fiabilité des logiciels. - Le traitement de l'information.
Domaine manufacturier	<ul style="list-style-type: none"> - Les systèmes de manutention des installations de production automatisées. - Les installations de stockage. - Les systèmes de contrôle d'inventaires. - Les études de fiabilité et de maintenance.
Affaires	<ul style="list-style-type: none"> - Analyse des stocks. - Politique des prix. - Stratégies de marketing. - Prévisions. - Alternatives de transport. - Planification de la main d'œuvre.
Secteurs stratégiques	<ul style="list-style-type: none"> - Armes militaires et leurs utilisations. - Stratégies militaires. - Planification de la population - Distribution des soins médicaux. - Services de police.
Ecologie et environnement	<ul style="list-style-type: none"> - Pollution des eaux et leur purification. - Pollution de l'air. - Prévisions météorologiques. - Exploration minière. - Traitement des déchets.
Société et comportement	<ul style="list-style-type: none"> - Analyse de la population. - Politiques d'éducation. - Analyse des systèmes sociaux.
Biologie	<ul style="list-style-type: none"> - Contrôle des maladies. - Cycle biologique de vie. - Recherche biomédicale.

Tableau III.1.3: Domaines d'application de la simulation.

III.2. CONCEPTS FONDAMENTAUX DE LA SIMULATION

[BUX68],[CHO66],[MIZ68],[PRI86]

III.2.1. LE SYSTEME

Un système est un ensemble d'objets liés par une interaction ou une interdépendance en vue d'accomplir une même fonction.

Ces objets sont appelés composants, éléments ou entités. Chaque composant du système possède plusieurs propriétés appelées attributs. Seuls les attributs qui affectent les performances du système étudié sont pris en considération.

C'est l'analyste qui se charge de spécifier les limites d'un système en essayant d'inclure toutes les entités dont les performances influent de façon significative sur celles du système.

On définit l'environnement par l'ensemble des composants qui ne font pas partie du système mais qui agissent sur lui. Un système est dit ouvert si ses éléments sont en relation avec le milieu extérieur, il peut donc être altéré par les perturbations de ce dernier.

Un concept important dans la simulation d'un système est celui d'état du système. Il fait référence à l'ensemble des valeurs prises par les attributs de tous les composants du système à un point donné de son évolution dynamique.

Un système est dit en équilibre lorsque ses mesures de performance varient à l'intérieur d'un intervalle acceptable et préalablement défini. Le système est dit stable lorsqu'il retourne à son état d'équilibre après l'introduction d'un important changement dans les valeurs de ses variables.

III.2.2. LE MODELE

Un modèle est une description et une représentation d'un système dans le but de l'étudier. La construction d'un modèle est un processus complexe appelé abstraction.

Pour développer une abstraction, on doit décider des éléments du système à considérer dans son modèle. Ce choix est guidé par l'objectif poursuivi.

Bien que le modèle soit une simplification, il doit cependant contenir suffisamment de détails pour tirer des conclusions valables pour le système réel. L'analyste doit aussi inclure dans son modèle les mesures de performances désirées et les variantes à évaluer.

III.2.3. LES TYPES DE MODELES

On distingue quatre types de modèles:

- Les modèles déterministes : Ils ne contiennent pas de variables aléatoires.
- Les modèles stochastiques : Ils contiennent une ou plusieurs variables aléatoires.
- Les modèles statiques : Ils représentent l'état du système à un point donné du temps.
- Les modèles dynamiques : Ils représentent l'évolution du système dans le temps.

III.3. PROCESSUS DE SIMULATION [MIZ68]

Généralement, les utilisateurs de la simulation se fient à leur intuition, à leur expérience et à la maîtrise technique du domaine d'étude pour les guider dans leurs efforts. Il n'existe pas de théorie formelle applicable à tous les types de problèmes de simulation.

Néanmoins, la simulation étant appliquée à différents types de problèmes par des personnes de différentes disciplines, on s'attend à l'émergence de certains concepts communs qui constituent dans leur ensemble la méthodologie de simulation.

Une approche systémique de la simulation ne peut remplacer l'expérience, mais elle offre à un utilisateur inexpérimenté un cadre de travail consistant. C'est dans cet esprit que nous proposons une approche systémique en quatre étapes suivant la figure III.3.

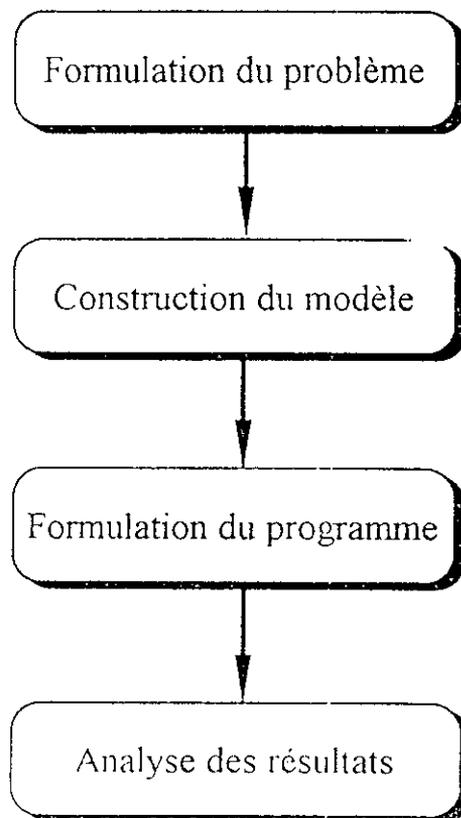


Figure III.3. : Schématisation du processus de simulation

III.3.1. FORMULATION DU PROBLEME

La première étape dans toute étude, y compris dans une étude de simulation, est de spécifier clairement et complètement l'objet de l'étude ainsi que les mesures de performances par lesquelles le système est évalué. Une fois l'objet de l'étude fixé, une description détaillée du système doit permettre d'identifier les entités, les variables (internes et externes), les paramètres ainsi que les interactions ou interdépendances contrôlant les changements d'état du système.

Cette étape comporte aussi la formulation d'un certain nombre d'hypothèses simplificatrices. L'interprétation des résultats de la simulation dépend directement de ces hypothèses, aussi leur choix doit être rigoureux.

III.3.2. CONSTRUCTION DU MODELE

La première étape de simulation nous a permis de décrire le système en termes de composants, variables, paramètres et interactions. Ces quatre éléments seront exprimés dans un modèle dont le comportement se rapproche le plus de celui du système réel. Les composants sont définis à partir de leurs attributs significatifs, alors que les variables sont exprimées par des relations fonctionnelles. Quant aux paramètres, ils sont considérés comme des constantes. Les interactions entre composants sont traduites par des relations mathématiques et logiques.

Il s'agira ensuite, d'identifier les données d'entrée nécessaires au modèle puis de rassembler ces données en s'assurant de leur exactitude, et de les ajuster à des lois de probabilité.

Dans la mesure du possible, il est préférable de collecter des informations sur les performances du système, ce qui est indispensable lors de la validation du modèle.

III.3.3. FORMULATION DU PROGRAMME

Une fois le modèle développé et les estimations initiales des données établies, l'étape suivante est la transcription du modèle en un programme informatique. La formulation s'effectue habituellement comme suit :

- Elaboration du logigramme.
- Choix du langage.
- Construction du programme.
- Choix d'un mécanisme de gestion du temps.
- Documentation interne et externe du programme.
- Entrée des données et spécification des conditions initiales.
- Génération des résultats.
- Validation du modèle.

Le choix du langage de programmation est guidé par les principaux critères suivants :

- Disponibilité du langage.
- Temps de calcul.
- Maîtrise du langage.

III.3.4. ANALYSE DES RESULTATS

L'analyse et l'interprétation des résultats de la simulation sont influencées par la procédure d'expérimentation et par les hypothèses émises lors de la construction du modèle. Cette étape comporte une estimation des mesures de performances du système et ce en utilisant des tests statistiques.

Une fois la fiabilité des résultats vérifiée, leur interprétation pourra alors orienter les décisions du manager pour améliorer les performances du système et évaluer ainsi les possibilités d'implémentation du modèle à d'autres fins.

III.4. LES VISIONS UNIVERSELLES DE LA SIMULATION

[PRI86]

On considère deux grandes familles d'approches de simulation : la simulation discrète et la simulation continue. Une troisième famille consiste à combiner ces deux approches, c'est la simulation combinée.

III.4.1. LA SIMULATION DISCRETE

Dans la simulation discrète, les variables dépendantes changent de valeurs de manière discrète à des instants spécifiques appelés « dates-événements ».

La variable indépendante temps peut être discrète ou continue suivant que les changements discrets des variables dépendantes surviennent à des instants précis ou à un point quelconque du temps.

Un modèle de simulation peut être formulé en :

- définissant les changements d'état qui se produisent à chaque date-événement.
- décrivant les activités dans lesquelles s'engagent les entités du système.
- décrivant le processus suivant lequel les entités du système évoluent.

La relation entre les concepts d'événement, activité et processus est représentée dans la figure III.4.1.

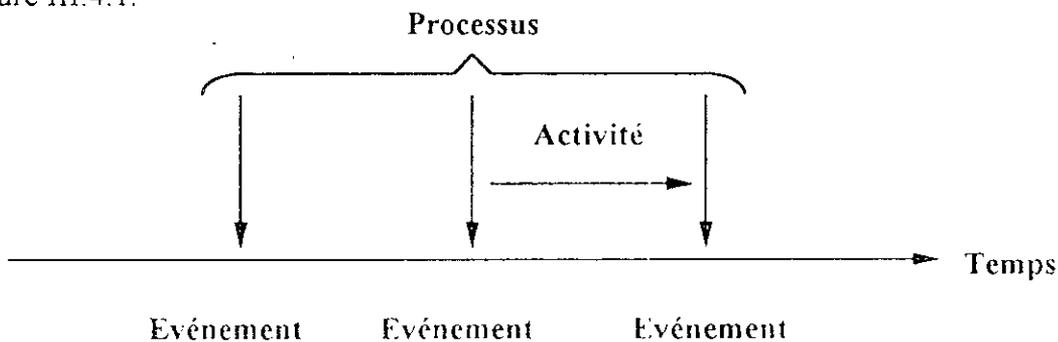


Figure III.4.1. : Relation entre événement, activité et processus

Un événement a lieu à un point isolé du temps où des décisions de début ou de fin d'activité sont prises. Un processus est une séquence d'événements ordonnés dans le temps pouvant englober plusieurs activités.

Ces concepts permettent de définir trois visions universelles en simulation discrète.

III.4.1.a. LA MODELISATION PAR EVENEMENTS

Dans cette approche, un système est modélisé en définissant les changements qui se produisent à des dates-événements. La tâche consiste à déterminer les événements pouvant modifier l'état du système et à développer par la suite la logique associée à chaque type d'événements qui sera exécutée dans une séquence de temps ordonnée.

III.4.1.b. LA MODELISATION PAR ACTIVITES

Dans l'exploration orientée activités, l'analyste décrit les activités des entités du système et définit les conditions de début et de fin d'activité.

Néanmoins, cette approche n'est pas très utilisée car elle nécessite l'exploration de toutes les activités à chaque incrémentation du temps, ce qui la rend inefficace dans certains cas.

III.4.1.c. LA MODELISATION PAR PROCESSUS

L'approche par processus consiste à modéliser les processus, puis à établir les liens entre eux. L'ensemble ainsi synchronisé décrira la logique globale de changement d'état du système.

III.4.2. LA SIMULATION CONTINUE

Dans cette modélisation, l'état du système est représenté par des variables appelées variables d'état et qui changent de valeurs de manière continue au cours du temps. La variable temps dans ce cas aussi, peut être discrète ou continue

Le modèle est construit en définissant des équations pour un ensemble de variables d'état dont le comportement dynamique simule le système réel.

III.4.3. LA SIMULATION COMBINEE

Dans une simulation combinée, les variables dépendantes peuvent changer de manière discrète ou continue.

Il existe trois types fondamentaux d'interactions qui peuvent survenir entre les changements discrets et continus des variables :

- Un changement discret en valeur peut être effectué sur une variable continue.
- Une variable d'état continue atteignant une valeur seuil peut provoquer l'occurrence d'un événement.
- La description fonctionnelle de variables continues peut être changée à des instants discrets.

III.5. CHOIX DU LANGAGE DE SIMULATION

Parmi les langages de simulation présentés dans l'annexe A, nous avons opté pour le langage spécialisé SLAM II.

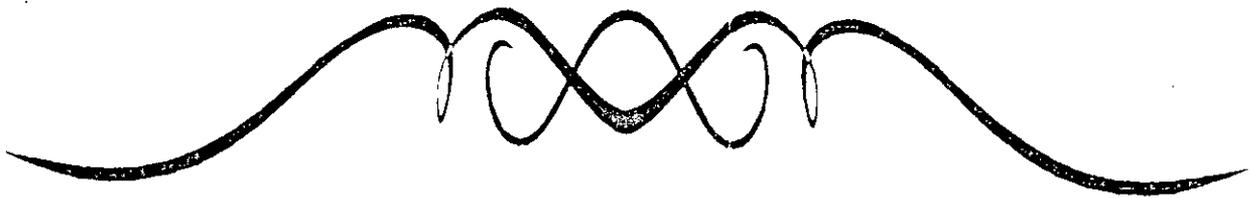
En effet, ce langage présente à l'utilisateur l'avantage de pouvoir modéliser aussi bien les systèmes discrets que les systèmes continus, de même que les systèmes combinés.

Par ailleurs, le comportement du système que nous avons défini dans le chapitre II est décrit par un ensemble de variables discrètes pour la modélisation des enlèvements des produits au niveau des ports et de variables continues pour la modélisation du transport et du stockage.

C'est ce caractère combiné du système qui a guidé notre choix vers le seul langage spécialisé disponible et répondant à ce besoin : le SLAM II.

Une présentation sommaire du logiciel SLAM II est fournie dans l'annexe A.

CHAPITRE IV



MODELISATION DU SYSTEME

Lors de la modélisation de phénomènes complexes, il est nécessaire de pouvoir accéder aux informations mettant en évidence les interactions entre les composants du système. Par ailleurs, le degré de complexité de beaucoup de systèmes rend la description de leur fonctionnement interne presque impossible, même lorsque les informations les concernant sont disponibles. Pour y remédier, on fait appel au principe de la “boîte noire” qui consiste à analyser les relations entre les variables d’entrée et les variables de sortie. [KAF74]

La nature du système présenté dans le chapitre II nous a conduit à adopter cette approche de modélisation.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les hypothèses retenues ainsi que la méthodologie suivie pour la modélisation du système en régime stable, puis après énumération des perturbations, nous allons les introduire dans le modèle.

IV.1. FORMULATION DES HYPOTHESES

Compte tenu de l’étendue de notre problème et de sa complexité, ainsi que de la difficulté à accéder aux informations et données requises, il nous a paru nécessaire d’émettre un certain nombre d’hypothèses simplificatrices en nous assurant qu’elles ne remettent pas en cause la représentativité du modèle.

C’est ainsi que nous avons abouti à l’ensemble des hypothèses suivantes :

IV.1.1. AU NIVEAU DE LA PRODUCTION

Les cinq modules de traitement de Hassi R’Mel ont été assimilés à une seule unité caractérisée par son rythme de fonctionnement.

Cette hypothèse est justifiée par le fait que l’on ne s’intéresse pas au processus de traitement, ni au module dans lequel il s’effectue, mais uniquement à l’input et à l’output de ces modules.

IV.1.2. AU NIVEAU DU STOCKAGE

La capacité de stockage de chaque parc est équivalente à la somme des capacités unitaires des bacs constituant le parc. En effet, il n'existe pas de critères spécifiques pour l'affectation des produits aux bacs, leur répartition s'effectuant aléatoirement suivant la disponibilité de ces derniers.

Cette hypothèse permet de réduire considérablement le nombre de variables à contrôler.

IV.1.3. AU NIVEAU DU TRANSPORT

- a- Dans notre modèle, nous n'avons pas représenté les stations de pompage et de compression. Néanmoins, nous avons pris en considération l'influence de leurs dysfonctionnement sur les pipelines.
- b- La variation entre le débit d'entrée et le débit de sortie d'un gazoduc en régime stable, est due essentiellement à la consommation, par les stations de compression, d'une partie de la quantité transportée.

Le coefficient de perte par autoconsommation est le même pour tous les gazoducs.

- c- Les débits d'envoi des différents produits dans les canalisations sont constants en régime stable.
- d- Les gazoducs GK1 / GK2 ont été assimilés à une seule canalisation GK dont la capacité est égale à la somme des capacités des deux gazoducs. En effet, il n'y a aucun intérêt à les séparer vu qu'ils ont le même terminal départ et le même terminal arrivée. Il en est de même pour les gazoducs GO1 / GO2 (GO) et GZ1 / GZ3 (GZ13) et pour les oléoducs LZ1 et LN21 de 16 pouces de diamètre (LZ).

IV.1.4. AU NIVEAU DES COMPLEXES

- a- Les débits de consommation ou de production des différents produits demeurent constants en régime stable, les fluctuations journalières étant négligeables.
- b- Les deux unités de séparation des G.P.L. ont été banalisées car l'orientation des flux vers ces unités dépend uniquement de leur état de fonctionnement et de leur capacité de

séparation. L'unité modélisée caractérisée par un rythme de traitement dispose d'une capacité de traitement égale à la somme des capacités de GP1Z et de GP2Z.

Nous avons considéré une seule zone de stockage des G.P.L. en amont des unités et un seul parc pour le stockage du propane et du butane résultant de la liquéfaction dans le GL2Z et de la séparation.

IV.1.5. AU NIVEAU DES PORTS

Chaque poste de chargement est spécialisé dans l'enlèvement d'un produit et ne peut desservir qu'un seul navire à la fois.

IV.2. MODELISATION DU SYSTEME EN REGIME STABLE

Un régime stable de fonctionnement est décrit par l'absence d'événements pouvant altérer les mesures de performances du système.

Le modèle que nous avons élaboré combine les deux visions universelles de la simulation : la simulation discrète (réseau) et la simulation continue. Les variables continues permettent de suivre l'évolution dynamique des stocks dans les différents parcs considérés. Les entités créées dans le réseau représentent les arrivées des navires aux ports. A chaque entité sont associés le temps d'arrivée et de départ des navires, ainsi que la durée de leur chargement.

Les variables utilisées dans notre modèle sont les différents débits, les niveaux de stocks et les variables de contrôle. Une liste exhaustive de ces variables est présentée dans l'annexe C.

Notre système peut être décomposé en quatre éléments nécessitant une démarche de modélisation spécifique à chacun d'eux :

- Le sous-système production comprenant les modules de traitement de Hassi R'Mel, les unités de liquéfaction et les unités de séparation
- Le sous-système transport englobant les gazoducs et les oléoducs.

- Le sous-système stockage constitué des parcs de Haoud El Hamra, du C.S.T.F., des terminaux arrivées des oléoducs, des zones de stockage des unités de liquéfaction, de séparation et des raffineries.
- Le sous-système enlèvements qui compte les infrastructures de chargement dans les différents ports ainsi que la flotte de navires.

IV.2.1. MODELISATION DE LA PRODUCTION

Les processus de transformation que subissent les différents produits sont traduits dans notre modèle par les débits de matières premières entrant dans les complexes et les débits de produits dérivés sortants. Ces derniers sont exprimés en fonction des premiers moyennant un coefficient de perte due au traitement et la proportion du produit fini extrait.

IV.2.2. MODELISATION DU TRANSPORT

Ne disposant pas des informations et des données nécessaires, nous avons négligé les lois et paramètres qui régissent l'écoulement d'un fluide dans une canalisation, et n'avons pris en compte que son débit maintenu par l'énergie fournie par les stations de compression et de pompage. Néanmoins, le modèle reste ouvert à l'introduction de ces informations dans le cas de leur disponibilité.

La modélisation des pipelines repose sur la loi de Kirschoff pour la conservation des flux

L'application de cette loi à un gazoduc se traduit par l'équation suivante :

$$\text{Débit entrée} = \text{Débit sortie} + \text{Débit consommation}$$

La consommation horaire est égale au débit entrant pondéré par le coefficient d'autoconsommation (CA).

$$\text{Débit sortie} = \text{Débit entrée} * (1 - CA)$$

Pour un oléoduc, les stations de pompage étant alimentées par une source d'énergie extérieure, le débit aboutissant au terminal arrivée est égal à la somme des débits entrants dans le pipeline.

CAS DE L'OBI

Contrairement aux autres pipelines transportant un seul produit, l'OBI présente la particularité d'acheminer le pétrole et le condensat à intervalles de temps réguliers.

D'autre part, les stations de pompage situées le long de cette ligne ont été prises en considération dans notre modèle car elles disposent d'une importante capacité de stockage permettant d'amortir les effets des perturbations générées sur la ligne.

Compte tenu de l'alternance des passages du pétrole et du condensat, il est impossible de connaître à priori la nature du produit traversant un point du pipeline à un instant donné. C'est pourquoi, nous avons effectué une série de tests déterminant l'état des points : HEH, SP2, SP3, SBM et Béjaïa. Ces tests ont été établis pour les raisons suivantes:

- Au niveau de Haoud El Hamra, il n'y a possibilité d'envoyer qu'un seul produit à la fois.
- Le fonctionnement des stations SP2 et SP3 est assuré par le pétrole brut qu'elles soutirent de l'OBI.
- Au niveau de SBM, il y a subdivision du débit de pétrole et sa réorientation vers :
 - le port de Béjaïa.
 - la raffinerie d'Alger à travers l'OG1.
 - la zone de stockage de SBM qui assure l'alimentation de la raffinerie lors du passage de la colonne de condensat.
- Le débit de pétrole brut alimentant le port de Béjaïa varie selon l'état du stock à SBM, d'où la nécessité de le contrôler à tout moment.

Avant la mise en œuvre de ces tests, il a fallu choisir le produit à envoyer en début de simulation. Le processus étant cyclique et continu, il est possible d'envoyer une colonne de pétrole ou de condensat à l'instant initial sans pour cela influencer sur le déroulement de la simulation et ses résultats. Nous avons opté pour l'envoi d'une colonne de pétrole, ce qui correspond à la fin d'une colonne de condensat

L'identification de l'état des autres points est basée sur les données suivantes :

- La durée du cycle d'envoi des deux colonnes (59 heures).
- Le volume des colonnes de condensat et de pétrole.
- Les distances séparant ces points de Haoud El Hamra.
- Les débits.

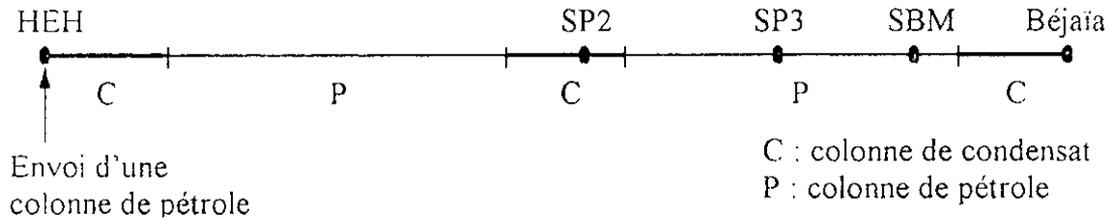


Figure IV.2.1: Etat des différents points à l'instant initial.

Ces tests permettent d'annuler le débit d'un produit lorsqu'il y a passage de l'autre. Ils reposent sur la valeur du reste de la division entière du temps courant de simulation par la durée du cycle.

A titre illustratif, nous avons appliqué cette méthode à un point quelconque qui, à un moment donné, est traversé par une colonne de condensat.

Soient :

V_c : le volume de la colonne de condensat.

S : la section de l'OBI.

D : le débit dans l'OBI.

T : la durée du cycle.

L_1 : la distance séparant le point P de la fin de la colonne de condensat.

L_2 : la distance séparant le point P du début de la colonne de condensat.

T_1 le temps nécessaire au passage par le point P d'une quantité de condensat égale à

$(L_1 + S)$, tel que

$$T_1 = \frac{L_1 + S}{D}$$

T_2 : le temps qu'a nécessité le passage par le point P d'une quantité de condensat égale à

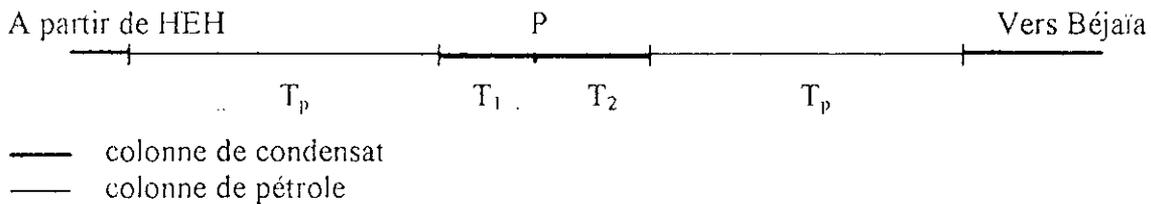
$(L_2 \times S)$, tel que:

$$T_2 = \frac{L_2 \times S}{D}$$

T_p : le temps nécessaire au passage d'une colonne entière de pétrole par un point quelconque.

TNOW : le temps courant de simulation.

Tels que : $T_1 + T_2 + T_p = T = 59$.



Les tests mis en œuvre sont les suivants :

Si (((TNOW modulo T) \leq T_1) ou ((TNOW modulo T) $>$ ($T_1 + T_p$)))

Alors il y a passage d'une colonne de condensat par le point P.

Si (((TNOW modulo T) $>$ T_1) et ((TNOW modulo T) \leq ($T_1 + T_p$)))

Alors il y a passage d'une colonne de pétrole par le point P.

IV.2.3. MODELISATION DU STOCKAGE

Les niveaux de stocks décrits par les variables continues évoluent selon l'équation d'état suivante :

$$\text{Stock}(t+dt) = \text{Stock}(t) + dt \cdot (\sum \text{débits entrants} - \sum \text{débits sortants})$$

Le niveau de stock à l'instant $(t+dt)$ ne dépend que du niveau de stock à l'instant t et de la quantité ayant transité par le parc durant l'intervalle de temps dt .

L'utilisation d'un réseau SLAM permet de maintenir les niveaux de stocks dans les limites imposées par des contraintes d'exploitation. Ces limites correspondent à 15% et 85% de la capacité de chaque parc.

IV.2.4. MODELISATION DES ENLEVEMENTS

Le réseau SLAM nous offre la possibilité de créer des entités (les navires) dont le cheminement à travers les nœuds et les branches du réseau décrit le processus d'enlèvement des produits dans chaque port. Il permet également de spécifier le nombre de ressources disponibles (postes de chargement).

Chaque nœud CREATE correspond à l'arrivée des navires destinés à l'enlèvement d'un produit bien spécifié. Le temps séparant deux arrivées consécutives est distribué selon une loi de probabilité. Tout navire arrivant au port doit attendre qu'une ressource soit libérée. Son chargement s'effectue pendant une durée fixée par la quantité à enlever et le débit de chargement de la ressource.

Au niveau de chaque port et pour tout produit, on affecte une variable $XX(i)$ indiquant le nombre de navires destinés à son enlèvement et présents à l'instant TNOW. Cette variable permet en outre de faire le lien entre les éléments du réseau et les variables continues. En effet, $XX(i)$ détermine le débit sortant du parc où est stocké le produit à exporter par la relation suivante :

$$D_{\text{sortie}} = D_{\text{enlèvement}} \times XX(i)$$

Où :

$D_{\text{enlèvement}}$ est le débit de chargement d'un bateau.

IV.2.5. IDENTIFICATION ET COLLECTE DES DONNEES

Une étape importante dans la construction d'un modèle consiste à rassembler toutes les données nécessaires à son implémentation. Dans notre cas, les données requises sont :

- Les débits de production et les débits dans les canalisations.
- Les différentes constantes : coefficients de perte, proportions,...

- Les temps inter-arrivées des navires et leur durée de chargement.

Cependant, vu le caractère confidentiel de ces informations, nous n'avons pas pu y accéder directement. Nous avons dû nous contenter des estimations fournies par la SONATRACH.

Concernant les enlèvements, les données recueillies sont résumées dans le tableau IV.2.5.

L'arrivées des navires est un processus Poissonien. En effet, elles constituent un processus Markovien homogène d'ordre un, le nombre de navires dans le système à un moment donné ne dépend que de celui de l'instant précédent. De plus, si l'on considère un intervalle de temps suffisamment petit, on ne peut observer plus d'une arrivée. Les temps inter-arrivées suivent donc une loi exponentielle dont la moyenne figure dans le tableau ci-dessous.

Port	Produit	Moyenne des temps inter-arrivées (heure)	Quantité à enlever (m ³)	Durée de chargement (heure)
Arzew	Pétrole	48	97500	26
	Propane	57	30550	19
	Butane	134	62200	39
	GNL1	48	49000	22
	GNL2	48	49000	18
	GNL4	218	36000	15
	L.G.N.	38	90000	30
Béjaïa	Pétrole	120	85500	57
	L.G.N.	160	58500	39
Skikda	Pétrole	247	60000	40
	Propane	180	11500	14
	Butane	118	4000	3
	G.N.L.	75	49000	32

Tableau IV.2.5. : Données sur les enlèvements

IV.2.6. TRANSCRIPTION INFORMATIQUE DU MODELE

IV.2.6.a. SPECIFICATION DES CONDITIONS INITIALES

Le choix des conditions initiales dépend de la nature du système et de l'intérêt qu'on porte à l'étude de son comportement transitoire ou permanent. Généralement, trois règles sont applicables pour guider ce choix : [PRI86]

1. La méthode la plus simple et probablement la plus utilisée consiste à démarrer la simulation à partir d'un système vide.
2. Démarrer la simulation à partir de l'état ayant la probabilité d'occurrence la plus élevée.
3. On peut aussi débiter la simulation après estimation d'un état initial représentant le comportement à long terme du système. Cet état peut être obtenu après une longue période d'exécution.

Notre choix a porté sur la première alternative pour la partie réseau du système, et sur la troisième pour la partie continue.

A l'instant initial, nous avons supposé qu'il n'y avait aucun navire à quai et que tous les postes de chargement étaient libres. Quant aux variables d'état SS, nous avons prévu de les initialiser à 20% des capacités de stockage et d'effectuer une simulation pilote jusqu'à ce que le régime permanent soit atteint. Les valeurs obtenues seront utilisées pour initialiser la simulation finale.

IV.2.6.b. PROCEDURE D'INCREMENTATION DU TEMPS

En SLAM II, le pas d'incrémentation du temps dépend du type de simulation effectuée.

Dans la simulation discrète, le temps est automatiquement avancé par le processeur du SLAM II d'un événement à un autre. Dans ce cas, l'intervalle de temps séparant deux événements successifs est $T_{NEXT} - T_{NOW}$, où T_{NOW} est le temps courant de simulation et T_{NEXT} l'instant d'occurrence de l'événement suivant, sachant que l'état du système reste inchangé entre les deux événements.

Dans la simulation continue, la variable DTFUL désigne la taille entière d'un pas. Lorsque les variables d'état sont établies à partir d'équations différences, l'incrément: DTNOW est égal à DTFUL. Ce dernier étant égal à DTMAX, taille maximale du pas, tant qu'il n'y a pas d'événements durant cet intervalle. Dans le cas contraire, le SLAM réduit DTFUL jusqu'à atteindre un seuil minimal préalablement fixé : DTMIN.

Par ailleurs, le SLAM permet d'enregistrer les valeurs spécifiées dans les instructions RECORD toutes les DTSAV unités de temps.

Le modèle que nous avons établi étant combiné et ne faisant pas appel à des événements au sens du SLAM, les seules données à introduire sont : DTMIN, DTMAX et DTSAV que nous avons fixées à une heure.

De même, la durée de la simulation a été choisie suffisamment longue pour permettre l'arrivée d'au moins deux navires de chaque type. C'est ainsi que nous l'avons arrêtée à 20 jours correspondant à 480 heures, les débits étant horaires.

IV.2.6.c. CONSTRUCTION DU PROGRAMME

Le programme que nous avons élaboré (voir annexe D) est constitué de deux modules:

- Le premier module contient le programme principal (Main Program) écrit en FORTRAN et qui se charge d'organiser l'espace mémoire et de faire appel au programme SLAM. La subroutine STATE, écrite dans ce module elle aussi, a été utilisée pour déclarer les constantes ainsi que les débits et pour établir les équations d'état reliant les niveaux de stocks aux débits entrants et sortants de chaque parc.

- Le deuxième module, constitué du programme SLAM, renferme l'ensemble des instructions d'entrée du langage, ainsi que le réseau modélisant les enlèvements.

IV.2.7. VALIDATION DU MODELE TRANSCRIT

Avant de statuer sur les performances du modèle établi, nous avons effectué plusieurs exécutions qui nous ont permis d'apporter à chaque étape les modifications nécessaires et de s'assurer que le modèle réagissait dans le sens attendu.

A l'issue de cette étape, nous avons abouti aux fourchettes suivantes de variation des différents niveaux de stocks. (Tableau IV.2.7.)

Fourchette Stock	Minimum (% de la capacité réelle)	Maximum (% de la capacité réelle)
GPL au CSTF	20	21
Condensat au CSTF	15	39
Pétrole au parc Arzew-HEH	20	45
Pétrole au parc Béjaïa-HEH	35	56
Pétrole au parc Skikda-HEH	20	49
Condensat à HEH	20	43
Pétrole au terminal de l'OZ1	20	76
Pétrole à la RA1Z	20	33
Condensat à Arzew	30	73
GNL au GL1Z	23	77
GNL au GL2Z	16	85
GNL au GL4Z	25	64
GPL aux GP1Z et GP2Z	20	38
Propane à Arzew	15	63
Butane à Arzew	15	74
Condensat à Béjaïa	15	79
Pétrole à SP2	38	39
Pétrole à SP3	38	39
Pétrole à SBM	20	88
Pétrole à la RA1G	20	20
Pétrole à Béjaïa	14	63
Pétrole au terminal de l'OK1	15	31
Pétrole à la RA1K	20	37
GNL au GI1K	15	67
Propane à Skikda	7	7
Butane à Skikda	20	20

Tableau IV.2.7. : Fourchettes de variation des niveaux de stocks.

IV.2.8. INTERPRETATIONS DES RESULTATS

L'évolution des niveaux de stocks dans les différents parcs au cours de la simulation a été représentée dans les graphes (PLOTS) fournis par le SLAM II (voir annexe E).

L'échelle choisie par le SLAM n'étant pas toujours la plus adaptée aux données, il arrive souvent que des paramètres qui fluctuent en réalité aient une allure stable sur le PLOT. C'est le cas de quelques uns des niveaux de stocks étudiés.

Dans ce qui va suivre, nous allons interpréter les résultats obtenus.

PLOT 1

- Le niveau de stock de G.P.L. au CSTF (a) ne varie que très peu car la différence entre les débits entrant et sortant est presque négligeable.
- Le niveau de G.P.L. dans la zone de stockage des unités de séparation d'Arzew (m) augmente de très peu car les débits d'alimentation et de consommation des G.P.L. sont approximativement égaux.
- Les niveaux de stock de propane (n) et de butane (o) connaissent des variations dues aux enlèvements relativement fréquents.

PLOT 2

- On observe l'augmentation régulière du niveau de stock de condensat au CSTF (b) due à la différence existant entre les débits entrant et sortant du CSTF.
- Le niveau de condensat (i) au terminal arrivée du NZ.1 fluctue en fonction de la fréquence des enlèvements.

PLOT 3

- L'augmentation du stock de pétrole brut dans le parc - Arzew de HEH © est due essentiellement à la différence entre les débits d'entrée et de sortie.
- Les variations observées au niveau du stock de brut dans le terminal d'Arzew (g) sont fonction des enlèvements et de la différence entre les débits.
- Le débit de consommation de brut par la raffinerie d'Arzew étant légèrement supérieur à celui alimentant son parc de stockage, il en résulte une augmentation dans son niveau de stock (h).

PLOT 4

- Les variations à la hausse et à la baisse du niveau de pétrole dans le parc - Béjaïa de HEH (d) résultent du cycle d'envoi de ce produit dans l'OB.1.
- Les niveaux de stocks dans les stations de pompage SP2 (q) et SP3 (r) sont stables. Ils ne diminuent que de très peu lors du passage de la colonne de condensat.

PLOT 5

- Vu sa capacité relativement faible, la zone de stockage de la station SBM (s) se sature très vite en début de simulation. Cette saturation est amortie par la consommation, par la raffinerie d'Alger, d'une partie de la quantité stockée pendant le passage du condensat. Or, le passage de la colonne suivante de pétrole entraîne à son tour une nouvelle saturation. C'est ainsi que ce stock varie de façon cyclique pendant toute la durée de la simulation.
- La raffinerie d'Alger ayant un débit de consommation constant, son stock (t) reste rigoureusement stable pendant toute la durée de la simulation.
- Le niveau de stock de pétrole au port de Béjaïa (u) varie à la hausse et à la baisse en fonction du cycle d'envoi de ce produit et des enlèvements par navires.

PLOT 6

- Le niveau de pétrole dans le parc - Skikda de HEH (e) augmente du fait de l'inégalité des débits entrant et sortant de ce parc.
- La variation notée dans le niveau de pétrole stocké dans le terminal arrivée de l'OK.1 (v) est fonction principalement des enlèvements.
- La légère différence entre les débits d'alimentation et de consommation de pétrole dans la raffinerie de Skikda induit une hausse non significative dans le niveau de stock (w) dans la zone située en amont de l'unité.

PLOT 7

- Le condensat dans le parc - Béjaïa de HEH étant envoyé de manière cyclique à travers l'OB.1, son niveau (f) varie par conséquent, périodiquement en fonction de ce cycle.

- La variation du niveau de condensat au port de Béjaïa (p) dépend des cycles d'envoi dans l'OB.1 et de la fréquence des enlèvements. En effet, il augmente lorsqu'une colonne de condensat arrive au parc, diminue lorsqu'un navire se fait charger et reste constant en l'absence d'enlèvements quand il y a en plus passage de la colonne de pétrole.

PLOT 8

Les niveaux de stocks de GNL dans les unités GL1Z, GL2Z et GL4Z (respectivement j, k et l) dépendent des enlèvements dans le port d'Arzew. Ces derniers sont fréquents pour le GNL produit aux unités GL1Z et GL2Z, impliquant des fluctuations dans les stocks concernés.

Quant au GNL produit au GL4Z, son stock augmente de manière notable du fait de la faible fréquence des arrivées de méthaniers réservés à son enlèvement.

PLOT 9

- Le stock de GNL au GLIK (x) fluctue en fonction des arrivées de méthaniers au port de Skikda et de leur chargement.
- Les niveaux de stocks de propane et de butane (respectivement, y et z) à Skikda varient de manière peu significative car les quantités enlevées sont très faibles par rapport aux capacités de stockage.

IV.3. MODELISATION DU SYSTEME SOUS PERTURBATIONS

Le régime de fonctionnement d'un système est dit stable lorsque les variations de ses mesures de performance sont comprises dans un intervalle de tolérance préalablement établi. Il est dit perturbé lorsque l'occurrence d'un événement, appelé perturbation, rompt l'équilibre existant en provoquant un dysfonctionnement partiel ou total de l'une au moins des composantes du système. Si les dispositions prises pour absorber les effets d'une perturbation s'avèrent insuffisantes, cette dernière s'amplifie en déclenchant une réaction en chaîne des autres éléments du système.

Les perturbations recensées dans le secteur des hydrocarbures sont dues à deux facteurs : humain et matériel. Les perturbations du premier type se manifestent principalement par des mouvements de grève et des fautes professionnelles. De part leur nature et vu le manque de données les concernant, leur modélisation s'avère être une tâche très difficile. C'est pourquoi, nous concentrerons nos efforts sur la modélisation des perturbations d'ordre matériel.

IV.3.1. IDENTIFICATION DES PERTURBATIONS

Les perturbations prises en considération dans notre modèle sont répertoriées selon leur lieu d'occurrence.

IV.3.1.a. AU NIVEAU DE HASSI R'MEL

Les principales perturbations au niveau de Hassi R'Mel sont les suivantes :

- Réduction du rythme de traitement des modules.

Cette perturbation résulte d'un part, des pannes d'installation (moteurs, pompes,...) et d'autre part, du danger que présente la manipulation des produits dans un champs pouvant provoquer des explosions, des déflagrations voire même des incendies.

Les conséquences d'une telle perturbation sont :

En amont :

Une diminution du débit de production de gaz humide.

En aval :

Une diminution des débits de production de G.P.L., de gaz sec et de condensat.

- Réduction du débit de gaz sec dans le GR.1.

Un dysfonctionnement d'une station de compression du GR.1 ou une réduction du niveau de production de gaz sec à Alrar entraîne une diminution du débit de gaz entrant au C.N.D.G.

Cette perturbation engendre la diminution des débits dans les gazoducs alimentés à partir du C.N.D.G. à l'exception du GG.1 qui assure l'approvisionnement prioritaire de la SONELGAZ.

IV.3.1.b. AU NIVEAU DE HAOUUD EL HAMRA

Parmi les perturbations pouvant survenir au centre de collecte et de dispatching de H.E.H. nous avons considéré la diminution des débits de pétrole et de condensat. Ceci peut être dû à une baisse du rythme de production ou à un dysfonctionnement au niveau des lignes aboutissant à H.E.H. Il en résulte une diminution des niveaux de stocks dans les différents parcs.

IV.3.1.c. AU NIVEAU DES PIPELINES

L'acier présente l'inconvénient d'être sensible à la corrosion. Aussi, son utilisation pour des canalisations transportant des produits tels que les hydrocarbures suppose que l'on a trouvé des moyens sûrs de le protéger contre les phénomènes d'attaque par les différents éléments agressifs. Les moyens de protection sont les revêtements isolants et la protection cathodique.

Le réseau de pipelines de la SONATRACH étant vieux, ces deux protections se révèlent être insuffisantes pour éviter les fuites et les éclatements qui sont de plus en plus fréquents.

En plus de ces incidents, le fonctionnement d'un pipeline peut être altéré par des pannes pouvant survenir au niveau de ses différentes stations de pompage ou de compression. Les conséquences de ces perturbations diffèrent selon la nature du produit transporté.

1. Le condensat

En amont :

Augmentation des niveaux de stocks de condensat dans les terminaux départ (C.S.T.F. pour le NZ.1 et H.E.H. pour l'OB.1). La saturation du stock de condensat au C.S.T.F. entraînera le torchage du surplus. Dès que le débit maximal de torchage est atteint, la production de condensat, et par conséquent le rythme de traitement des modules de Hassi R'Mel seront réduits. Le débit de condensat dans le NH.2 diminue suite à la saturation du parc Béjaïa.

En aval :

Diminution des niveaux de stocks dans les terminaux arrivées (H.E.H. pour le NH.2, Arzew pour le NZ.1 et Béjaïa pour l'OB.1).

2. Le gaz sec

En amont :

- Dans un premier temps, répartition de la quantité de gaz devant transiter par le gazoduc perturbé dans les autres.
- Dans le cas où la perturbation persiste, la réinjection du gaz devra être augmentée.

- En dernier recours, il sera nécessaire de diminuer le rythme de traitement des modules de Hassi R'Mel.

En aval :

Diminution du rythme de fonctionnement de l'unité de liquéfaction desservie par le gazoduc.

3. Les G.P.L.

En amont :

Une perturbation sur le LNZ.1 (12 pouces) aura pour conséquence la diminution du débit d'envoi au niveau d'Alrar.

Les répercussions d'une perturbation affectant le LZ.1 ou le LNZ.1 sont :

- Diminution du débit dans le LNZ.1 (12 pouces).
- Augmentation du niveau de stock des G.P.L. au C.S.T.F. Une fois le parc de stockage saturé, on devra réinjecter la quantité excédentaire sans toutefois dépasser les limites imposées par le processus de réinjection. Au delà de ces limites, on déclenche la procédure de torchage jusqu'à l'atteinte d'un certain seuil. Si ces mesures ne suffisent pas à absorber les effets de la perturbation, il faudra réduire le rythme de fonctionnement des modules de traitement de Hassi R'Mel.

En aval :

Diminution des niveaux de stocks dans les bacs de G.P.L. au niveau des unités de séparation d'Arzew.

4. Le pétrole

En amont :

Augmentation des niveaux de stocks dans les parcs de H.E.H. Dans le cas où les trois parcs sont saturés, on devra réduire le débit de pétrole entrant à H.E.H.

En aval :

Diminution des niveaux de stocks dans les terminaux arrivées.

IV.3.1.d. AU NIVEAU DES COMPLEXES

La perturbation la plus fréquente recensée au niveau des complexes est la baisse de leur rythme de fonctionnement due à une panne d'installations. L'impact de cette perturbation varie selon la nature du produit traité.

1. Les unités de liquéfaction du gaz

En amont :

Diminution du débit d'envoi du gaz vers l'unité perturbée.

En aval :

Diminution des niveaux de stocks des produits finis.

2. Les unités de séparation des G.P.L.

En amont :

Augmentation des niveaux de stocks des G.P.L. alimentant les unités.

En aval :

Diminution des niveaux de stocks des produits finis.

3. Les raffineries

Augmentation du stock en pétrole brut à l'entrée des raffineries.

IV.3.1.e. AU NIVEAU DES PORTS

Les perturbations que nous avons pu observer au niveau des différents ports sont :

- Les consignations dues au mauvais temps empêchant l'accès aux quais.

- Les arrêts de chargement pour contrôle sur la demande des inspecteurs.
- Les arrêts de chargement suite à des pannes électriques, à des disjonctions,...
- La non disponibilité des remorqueurs obligeant les navires à rester en rade.

La perturbation la plus fréquente et qui peut durer assez longtemps pour affecter les autres composantes du système est la consignation par les autorités portuaires. Elle a pour conséquence une augmentation des niveaux de stocks des produits destinés à l'exportation.

La plupart des perturbations citées ci-dessus, ont une répercussion sur l'état d'un stock au moins. En cas de saturation d'un parc (au delà de 85% de sa capacité), la mesure à prendre consiste à annuler le débit entrant. S'il s'agit d'un sous-stock (en deçà de 15% de la capacité), alors le débit sortant sera annulé.

Après avoir énuméré toutes les perturbations que nous avons pris en compte, nous allons exposer la démarche liée à leur modélisation.

Le fonctionnement du système en régime perturbé sera modélisé également suivant l'approche réseau-continu. En effet, le réseau permet de créer les entités du système (arrivée des navires, leur attente, leur chargement et leur départ) ainsi que les différentes perturbations (diminution du rythme de fonctionnement des différentes unités et consignations aux ports) dont la survenance suit une loi de probabilité et ceci grâce aux nœuds CREATE.

Les nœuds DETECT, utilisés également dans le réseau ont pour effet de contrôler les différents niveaux de stock et de déclencher une série d'actions dès que ces derniers s'écartent des valeurs limites spécifiées.

La modélisation continue sert à déclarer les variables du modèle et à écrire les équations d'état comme dans le cas du programme en régime stable. De plus, elle comporte des tests permettant de modéliser les réactions du système face aux perturbations: réduction (voire annulation) des débits, redistribution des flux de produits,...

IV.3.2. APPROCHE DE MODELISATION

IV.3.2.a. MODELISATION PAR RESEAU SLAM

Chaque perturbation est créée dans un nœud CREATE. On lui associe une durée moyenne et une loi de probabilité représentant le temps inter-perturbations.

Le contrôle des différents éléments du système se fait grâce aux variables XX.

- Lorsque la perturbation affecte le rythme de traitement des modules de Hassi R'Mel, les débits alimentant Haoud El Hamra ou le rythme de fonctionnement des différentes unités de liquéfaction, de séparation et de raffinage, elle se traduit par :

$$XX(i) \longrightarrow \text{UNIFORM}[0, 1]$$

- Si la perturbation touche une ligne de transport, elle s'exprime également par :

$$XX(i) \longrightarrow \text{UNIFORM}[0, 1]$$

A chaque variable SS représentant un niveau de stock, est associé un couple de variables de contrôle XX(min) pour le stock minimal et XX(max) pour le stock maximal (à l'exception des bacs des stations SP2 et SP3 pour lesquelles nous n'avons considéré que le stock maximal) telles que :

$$XX(\text{min}) = \begin{cases} 0 & \text{si le stock atteint son niveau minimal (15\% de la capacité)} \\ 1 & \text{si le stock revient à un niveau permettant la reprise de l'expédition} \\ & \text{(20\% de la capacité)} \end{cases}$$

$$XX(\text{max}) = \begin{cases} 0 & \text{si le stock atteint son niveau maximal (85\% de la capacité)} \\ 1 & \text{si le stock revient à un niveau permettant la reprise du remplissage} \\ & \text{(80\% de la capacité)} \end{cases}$$

GZ0, GZ13, GZ2 et GK. D'autre part, les débits dans les oléoducs sont liés aux niveaux des stocks dans leurs terminaux départ et arrivée.

CAS DE L'OB.1

La modélisation de cette ligne est basée sur un ensemble de tests qui déterminent les différents débits :

1. La saturation du stock de pétrole à Béjaïa entraîne l'augmentation du débit entrant à la station de Béni Mansour en fonction de son niveau de stock, de celui de la raffinerie d'Alger et de l'état de l'OG 1. Si les niveaux de stocks à Béjaïa et à Béni Mansour sont à leur maximum, alors la quantité de pétrole transportée par l'OB.1 sera entièrement affectée à la raffinerie. Dans le cas où le stock de cette dernière est saturé à son tour, la zone de stockage de la station SP3 reçoit tout le flux de pétrole. Si la saturation touche aussi le stock de SP3, alors le pétrole est stocké au niveau de SP2. Enfin, le débit de pétrole sortant de HEH à destination de Béjaïa sera annulé si les capacités de stockage de SP2 ne suffisent pas à amortir les effets de la perturbation, l'OB.1 ne transportera alors que du condensat. Ceci est également vrai lorsque le niveau de stock à HEH atteint son niveau minimal.
2. Si le niveau de stock de condensat à HEH atteint son minimum ou si le parc de stockage du condensat au port de Béjaïa est saturé, alors la ligne OB.1 ne transportera que du pétrole brut.

IV.3.2.b.3. MODELISATION DES COMPLEXES

Les débits de consommation dans les unités de séparation et dans les raffineries dépendent de leur rythme de fonctionnement et de l'état des stocks situés en amont. Les débits des produits résultant de la liquéfaction du gaz naturel et de la séparation des G.P.L. sont fonction des rythmes de traitement des unités considérées et des stocks de produits finis.

IV.3.2.b.4. MODELISATION DES ENLEVEMENTS

Les débits de chargement des différents produits au niveau des ports sont annulés lorsque les quantités à enlever ne sont pas disponibles en stock.

IV.3.3. COLLECTE ET AJUSTEMENT DES DONNEES

Les seules données auxquelles nous avons pu accéder concernent les perturbations au niveau des différents ports. Nous avons utilisé le logiciel UNIFIT pour ajuster les temps inter-perturbations à des lois de probabilités. Les tests d'hypothèses disponibles dans ce logiciel ont permis d'établir que la durée séparant deux consignations était distribuée selon une loi exponentielle. Le tableau IV.3.3.a. résume les résultats obtenus.

Port	Moyenne des temps inter-perturbations (Heures)	Durée moyenne de la perturbation (Heures)
Arzew	97	18
Béjaïa	97	65
Skikda	215	119

Tableau IV.3.3.a. : Caractéristiques des perturbations au niveau des ports.

Ne disposant pas d'informations sur les autres perturbations, nous avons établi des estimations à partir des chiffres figurant dans l'étude [AIT95]. Ces données ont été recueillies sur une période de trois mois et l'utilisation de l'UNIFIT a permis d'ajuster les temps inter-perturbations à des lois exponentielles dont les moyennes (en heures) figurent dans le tableau IV.3.3.b.

Concernant le GME qui ne fonctionne que depuis le 24 Février 1996, il n'existe pas encore d'historique relevant les éventuelles perturbations pouvant l'affecter. Néanmoins,

nous l'avons intégré dans notre modèle en laissant le soin aux utilisateurs de compléter le programme par les données relatives à ce gazoduc.

Type de perturbation	Moyenne des temps inter-perturbations (heure)	Durée moyenne de la perturbation (heure)
- Diminution du rythme de traitement des modules de HR.	468	78
- Diminution du débit dans le GR.1.	470	37
- Diminution du débit dans le LNZ.1 (12").	146	4
- Diminution du débit dans le GZ.0.	592	20
- Diminution du débit dans le GZ.13.	615	19
- Diminution du débit dans le GZ.2.	615	19
- Diminution du débit dans le NZ.1.	650	3
- Diminution du débit dans le LZ.	140	4
- Diminution du rythme du GL1Z.	720	36
- Diminution du rythme du GL2Z.	720	34
- Diminution du rythme du GL4Z.	350	35
- Diminution du rythme du GL1K.	725	37
- Diminution du rythme des unités de séparation.	854	24
- Diminution du débit dans le GK.	546	22
- Diminution du débit dans le GG.1.	1035	17
- Diminution du débit dans le GO.	548	21
- Diminution de l'input de pétrole à HEH.	2160	24
- Diminution du débit dans le NH.2.	280	56
- Diminution du débit dans l'OZ.1.	425	5
- Diminution du débit d'injection (OZ.1).	300	3
- Diminution du rythme de la RA1.Z.	361	41
- Diminution du débit dans l'OB.1.	2000	10
- Diminution du débit dans l'OG.1.	500	70
- Diminution du rythme de la RA1.G.	1043	42
- Diminution du débit dans l'OK.1.	300	6
- Diminution du rythme de la RA1.K	631	193

Tableau IV.3.3.b. : Estimation des caractéristiques des perturbations.

IV.3.4. TRANSCRIPTION INFORMATIQUE DU MODELE

IV.3.4.a. SPECIFICATION DES CONDITIONS INITIALES

En plus des conditions initiales choisies en régime stable (voir paragraphe IV.2.6.a.), nous avons supposé l'absence de toute perturbation en début de simulation

IV.3.4.b. PROCEDURE D'INCREMENTATION DU TEMPS

La procédure retenue est identique à celle utilisée en régime stable (voir paragraphe IV.2.6.b.). La durée de simulation (2200 heures) est plus longue qu'en régime stable car la fréquence d'occurrence de certaines perturbations est faible.

IV.3.4.c. CONSTRUCTION DU PROGRAMME

Le programme en régime perturbé (voir annexe F) est composé de deux modules également :

- Le premier module comprend le programme principal et la subroutine STATL
- Le second module contient les instructions de contrôle du SLAM ainsi que le réseau.

La modélisation du système sous perturbations a nécessité de plus l'introduction dans le programme principal de la fonction USERF qui permet d'associer des instructions du FORTRAN à un réseau SLAM.

IV.3.5. VALIDATION DU MODELE TRANSCRIT

Les consignations dues au mauvais temps sont les perturbations les plus fréquentes et les plus pénalisantes, c'est pourquoi nous les avons privilégiées lors de l'exécution de notre programme. De plus, les limites du SLAM ne nous ont pas permis de générer plusieurs perturbations en même temps et de voir leurs effets sur différents points du système. En effet, le SLAM n'autorise pas l'activation de plus de cinq nœuds DETECT, ce qui nous a contraintes à introduire une seule perturbation à la fois et d'effectuer plusieurs simulations dans chaque cas.

L'analyse de l'évolution des différents niveaux de stocks après introduction des perturbations dans les trois ports a permis l'établissement des fourchettes de variation de ces stocks (voir tableau IV.3.5).

Stock \ Fourchette	Minimum (%)*	Maximum (%)*
GPL au CSTF	14	20
Condensat au CSTF	15	21
Pétrole au parc Arzew-HEH	20	88
Pétrole au parc Béjaïa-HEH	41	59
Pétrole au parc Skikda-HEH	20	87
Condensat à HEH	20	85
Pétrole au terminal de l'OZ1	15	81
Condensat à Arzew	33	77
GNL au GL1Z	15	86
GNL au GL2Z	15	61
GNL au GL4Z	24	53
GPL aux GP1Z et GP2Z	15	22
Propane à Arzew	52	85
Butane à Arzew	57	72
Condensat à Béjaïa	77	86
Pétrole à SP2	39	40
Pétrole à SP3	39	40
Pétrole à SBM	20	87
Pétrole à la RA1G	14	88
Pétrole à Béjaïa	63	85
Pétrole au terminal de l'OK1	15	39
GNL au G11K	38	85
Propane à Skikda	7	67
Butane à Skikda	29	20

Tableau IV.3.5.: Fourchettes de variation des niveaux de stocks en régime perturbé.

IV.3.6. INTERPRETATION DES RESULTATS

IV.3.6.a. AU NIVEAU DE BEJAIA

La consignation du port de Béjaïa entraîne :

1. La saturation du stock de condensat au port (p), ce qui a pour conséquence l'annulation du débit de condensat dans l'OB.1 et donc l'augmentation du niveau de condensat au parc Béjaïa de HEH (d) sans toutefois atteindre la saturation.
2. La saturation du stock de pétrole au port de Béjaïa , ainsi qu'à la station SBM. Le stock de cette dernière reste saturé pendant toute la durée restante de simulation. Le pétrole traversant l'OB.1 est acheminé vers la raffinerie d'Alger jusqu'à sa saturation, c'est alors que ce débit sera envoyé vers SP3 qui, disposant d'une importante capacité de stockage permet d'absorber les effets de la perturbation et d'éviter sa répercussion sur le parc de HEH.

IV.3.6.b. AU NIVEAU D'ARZEW

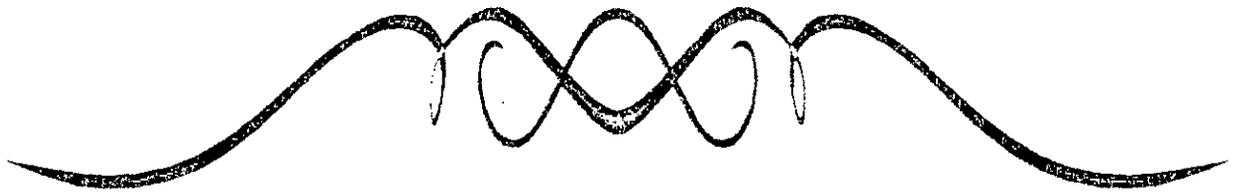
La perturbation générée au port d'Arzew a pour conséquence la saturation du stock de GNL au GL1Z et donc la réduction des débits dans les gazoducs GZ1 et GZ3. Cependant, cette perturbation reste sans effets sur la production au niveau de Hassi R'Mel.

La consignation n'a eu aucune influence sur les niveaux de stocks de pétrole dans le terminal arrivée de l'OZ.1, de propane et de butane, ni sur le stock de condensat.

IV.3.6.c. AU NIVEAU DE SKIKDA

La consignation du port de Skikda n'a engendré aucune perturbation sur les stocks de propane et de butane. Elle n'a pas suffi pour saturer le terminal arrivée de l'OK.1, la plus grande partie du pétrole acheminé vers Skikda étant destinée à la RA1.K.

CONCLUSION ET SUGGESTIONS



Dans le cadre de l'étude initiée par la direction des Etudes, Planification et Prospectives (E.P.P.), nous avons élaboré un modèle de simulation des chaînes d'hydrocarbures liquides et gazeux.

La première étape de notre travail a consisté en la présentation du fonctionnement du système considéré en régime stable. Puis, après l'identification des différentes perturbations, de leur modélisation, nous avons généré celles d'entre elles qui affectent le système de la manière la plus significative.

La réalisation de ce travail a nécessité de notre part un important investissement temporel. Nos efforts ont été axés en premier lieu sur l'identification du système étudié et de sa délimitation.

En effet, la grande complexité de ce système nous a amenées à réduire la taille du problème en négligeant certaines composantes du réseau national d'hydrocarbures.

Toutefois, nous avons pris en considération les deux plus grands champs pétrolier et gazier (Hassi R'Mel et Haoud El Hamra) ainsi que toutes les lignes y aboutissant ou sortant. Par ailleurs, la formulation d'un certain nombre d'hypothèses s'est imposée constituant ainsi les limites de notre modèle.

Mais les deux difficultés majeures auxquelles nous avons dû faire face sont la non disponibilité des données réelles nécessaires à l'implémentation du modèle et à sa validation ainsi que l'absence de documents concernant l'utilisation du logiciel SLAM II. Pour remédier à la première, nous nous sommes vues dans l'obligation de recourir à quelques estimations fournies par la SONATRACH. Les résultats obtenus ne peuvent donc refléter le fonctionnement réel du système. En ce qui concerne le logiciel utilisé, les nombreuses restrictions qu'il impose ont rendu presque impossible l'implémentation du modèle élaboré. Nous nous sommes donc contentées pour la modélisation du régime perturbé de l'introduction des perturbations les plus importantes qui sont les consignations dans les différents ports.

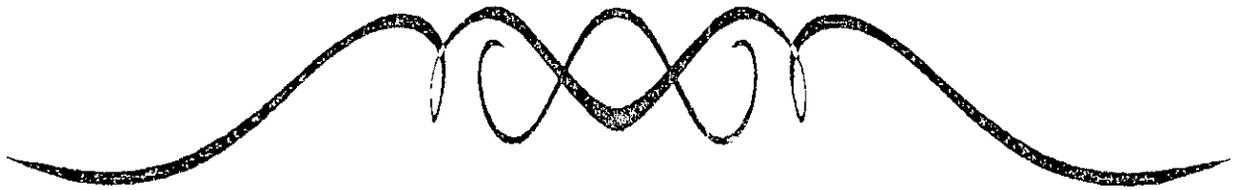
Il est clair que l'utilisation du modèle avec les données que nous avons utilisées ne permettrait pas de statuer sur les performances du système réel. Il appartient donc aux responsables d'apporter les modifications qui s'imposent.

Afin de mieux répondre aux besoins de l'entreprise, ce modèle pourra être utilisé, après mise à jour, pour détecter les points sensibles du système et orienter les choix d'investissement. Ces derniers devraient être basés sur des études technico - économiques permettant de comparer les coûts d'investissement aux manques à gagner en termes de recettes (production invendue, pénalités de retard,...).

De plus, il serait intéressant de compléter cette étude en intégrant les paramètres régissant les écoulements des fluides et ceci pour une représentation plus proche de la réalité.

Enfin, cette étude nous a permis de faire connaissance avec le domaine des hydrocarbures ainsi que les techniques relevant de la simulation.

ANNEXE A



*PRESENTATION DU LOGICIEL
SLAM II*

Avant de présenter le SLAM II, nous allons donner un bref aperçu sur les langages de simulation existants

A.1. LANGAGES INFORMATIQUES GENERAUX

Les langages les plus utilisés sont : FORTRAN, BASIC, C, PASCAL,... Ils sont facilement accessibles à l'utilisateur et sont plus flexibles que les langages spécialisés.

Cependant, l'utilisation d'un langage informatique général présente un inconvénient majeur : le temps de programmation est très long car il est nécessaire de programmer toutes les fonctions de base et ce pour chaque application.

A.2. LANGAGES SPECIALISES

La croissance des études de simulation en nombre, variété et complexité a motivé le développement des langages spécialisés de simulation. Ceux-ci sont conçus pour tirer avantage des caractéristiques communes des études de simulation. Ils permettent à l'utilisateur de concentrer ses efforts sur la modélisation des systèmes et simplifient ainsi considérablement le processus de programmation du modèle. Bien qu'ils puissent être utilisés plus ou moins efficacement pour simuler des systèmes informatiques, il n'en demeure pas moins que certains sont plus appropriés que d'autres pour résoudre certains types de problèmes.

Nous ne citerons ici que quelques uns de ces langages avec leurs principales caractéristiques :

1. GPSS : General Purpose Simulation System (1960)

Ce langage basé sur l'approche par processus est très utilisé dans la modélisation des files d'attente. Il permet d'effectuer un travail rapide mais approximatif.

2. SIMSCRIPT: (1965)

C'est un langage général de programmation basé sur le Fortran, très souple d'utilisation et orienté vers la simulation. Il est fondé sur les notions d'entités, d'attributs et d'ensembles. L'approche utilisée est celle par événements.

3. SIMULA: (1967)

C'est un langage très puissant qui possède des structures de données dynamiques et complexes, réalisées par l'intermédiaire de blocs (au sens ALGOL 60) et de classes. Il est basé sur la notion de processus.

4. GASP: (1970)

C'est un ensemble de sous-programmes Fortran qui possède les mêmes caractéristiques principales que Simscript. Il permet de réaliser des simulations continues, discrètes ou combinées.

5. MAP/I: Modeling and Analysis Program n° 1 (1982)

Ce langage est utilisé pour la modélisation et l'analyse des systèmes de fabrication par lots.

A.3. PRESENTATION DU SLAM II

La première version du logiciel SLAM (Simulation Language of Alternative Modeling) a été élaborée par A. Alan B. Pritsker en 1979 pour être exploitée sur mini-ordinateur. Une version utilisable sur micro-ordinateur a été développée par la suite.

Le langage SLAM permet de simuler aussi bien les systèmes discrets que les systèmes continus, de même que les systèmes combinant des changements d'état discrets et continus.

A.3.1. ALTERNATIVES DE MODELISATION OFFERTES PAR SLAM II [COU96]

A.3.1.a. LA MODELISATION DES SYSTEMES DISCRETS

Il existe trois alternatives de modélisation des systèmes discrets :

- Modélisation par processus
- Modélisation par événements.
- Modélisation combinée.

A.3.1.a.1. MODELISATION PAR PROCESSUS

Le système sera modélisé par un réseau NETWORK appelé "réseau SLAM". Les éléments dynamiques du système sont représentés par des entités circulant à travers le réseau. Ces entités sont caractérisées par un vecteur : "vecteur ATRIB" qui conserve tous les attributs de l'entité.

- Au cours du cheminement des entités à travers le réseau, les valeurs de certains attributs sont affectées suivant les instructions dictées par le programme.

Le réseau SLAM est constitué de symboles appelés nœuds : "NODES" et de branches : "BRANCHES". Le concepteur dispose de 22 symboles. Chaque symbole correspond à une instruction SLAM qui sera traitée par le processeur pour être exécutée par la suite.

A.3.1.a.2. LA MODELISATION PAR EVENEMENTS

Les relations mathématiques et logiques décrivant les changements d'état initiés par chaque type d'événements sont traduites par le concepteur en sous-programme FORTRAN. Parallèlement, SLAM met à la disposition de l'utilisateur un certain nombre de sous-programmes standards pour la programmation des événements, la manipulation des entités en attente au niveau des files, la collecte des statistiques, l'allocation des ressources ou encore, la génération des échantillons artificiels des lois usuelles de distribution. De plus, le langage SLAM assure l'échéancier des événements et provoque leur occurrence à chaque instruction CALL.

La modélisation du système devient toutefois beaucoup plus ardue qu'une modélisation en réseau mais elle est néanmoins beaucoup plus flexible.

A.3.1.a.3. LA MODELISATION COMBINEE PROCESSUS-EVENEMENTS

Afin de réduire la rigidité imposée par un réseau SLAM et multiplier l'ensemble des outils offerts par le langage, il est possible de faire appel à des sous-programmes FORTRAN et les insérer dans le réseau SLAM.

A.3.1.b. MODELISATION DES SYSTEMES CONTINUS

Un modèle continu est codifié en SLAM sous forme d'équations différentielles ou différences qui décrivent le comportement dynamique des variables d'état. Les équations sont transcrites en langage FORTRAN, dans un sous-programme "STATE", tout en respectant certains concepts propres au SLAM. C'est ainsi que la $I^{\text{ème}}$ variable d'état est désignée par SS(I) et sa dérivée par DD(I).

A.3.1.c. MODELISATION DE SYSTEMES COMBINES

Une des particularités de SLAM II est sa capacité à combiner différentes approches de simulation dans un même modèle. L'interaction entre ces divers types de simulation peut se réaliser selon une des alternatives suivantes :

1. Des entités dans le réseau peuvent provoquer l'occurrence d'événements discrets.
2. Des événements peuvent modifier le cheminement des entités dans le réseau.
3. Des entités dans le réseau peuvent provoquer des changements instantanés des valeurs des variables d'état.
4. Des événements peuvent provoquer des changements instantanés des valeurs de certaines variables d'état.
5. Des variables d'état qui atteignent des valeurs seuils peuvent provoquer l'occurrence de certains événements.
6. Des variables d'état qui atteignent des valeurs seuils peuvent initialiser des entités dans le réseau.

A.3.2. STRUCTURE ET ORGANISATION D'UN PROGRAMME SLAM II [PRI86]

L'utilisateur doit écrire un programme principal (Main Program) qui appelle l'exécutable SLAM contrôlant le déroulement de la simulation. Il a aussi la possibilité d'écrire un certain nombre de procédures telles que : INTLC, STATE et OTPUT. (Voir figure A.3.2.)

Le processeur commence par interpréter les instructions d'entrée SLAM. Cette première étape est suivie par une phase d'initialisation incluant soit un appel à la procédure INTLC qui établit les conditions initiales de la simulation, soit un bloc d'instructions d'entrée INTLC.

La procédure STATE est appelée si le modèle contient des variables continues. L'appel de STATE a pour effet la mise à jour des valeurs des variables d'état, en résolvant à chaque fois les équations régissant les changements d'état du système.

La gestion du cheminement des entités dans un réseau SLAM est basée sur la lecture et l'interprétation des instructions d'entrée délimitées par les mots-clés NETWORK et ENDNETWORK.

Une fois la date de fin de simulation atteinte, la procédure OTPUT est appelée et le SLAM II Summary Report est imprimé. Il résume les résultats de la simulation.

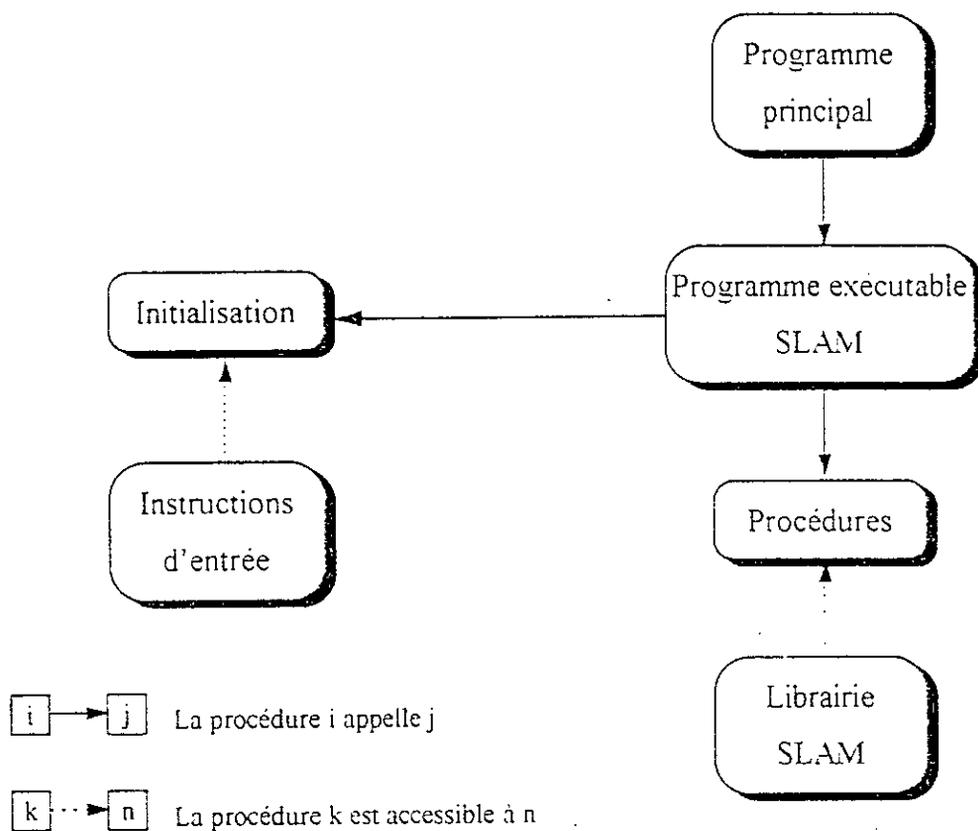


Figure A.3.2. : Organisation du SLAM II.

A.3.3. LES ELEMENTS DE BASE DU LANGAGE [PRI86]A.3.3.a. LES INSTRUCTIONS D'ENTREEA.3.3.a.1. GENERAL OU GEN

C'est la première instruction dans tout programme SLAM. Elle comprend le nom du programmeur, un identificateur du projet et la date de sa conception. Elle contient aussi le nombre désiré d'exécutions NNRNS, ainsi que les options de rapports correspondant aux six derniers champs devant être spécifiés par YES ou NO.

Syntaxe :

GEN, NOM, PROJET, MOIS / JOUR / ANNEE, NNRNS, ILIST, IECHO, IXQT /
IWARN, IPIRH, ISMRY / FSN, IO;

La spécification des six derniers champs par YES aura pour effet :

ILIST : Affichage des instructions d'entrée avec les éventuels messages d'erreurs.

IECHO : Affichage d'un rapport récapitulatif (Summary Report) :

IXQT : Exécution du programme si aucune erreur n'est décelée.

IWARN : Affichage d'un message d'erreur lorsqu'une entité est détruite avant d'atteindre le nœud TERMINATE.

IPIRH : Affichage de l'entête INTERMEDIATE RESULTS avant chaque exécution.

ISMRY : Affichage du Summary Report suivant la spécification du champs FSN.

Le champs IO spécifie le nombre de colonnes à utiliser dans les rapports d'output.

A.3.3.a.2. LIMITSSyntaxe :

LIMITS, MFIL, MATR, MNTRY;

Cette instruction doit suivre l'instruction GEN. Elle spécifie les limites entières pour le nombre maximal de files d'attente dans le système (MFIL), le nombre maximal d'attributs par entité (MATR) et le nombre maximal d'entités pouvant exister dans un réseau en même temps (MNTRY).

A.3.3. LES ELEMENTS DE BASE DU LANGAGE [PRI86]

A.3.3.a. LES INSTRUCTIONS D'ENTREE

A.3.3.a.1. GENERAL OU GEN

C'est la première instruction dans tout programme SLAM. Elle comprend le nom du programmeur, un identificateur du projet et la date de sa conception. Elle contient aussi le nombre désiré d'exécutions NNRNS, ainsi que les options de rapports correspondant aux six derniers champs devant être spécifiés par YES ou NO.

Syntaxe :

GEN, NOM, PROJET, MOIS / JOUR / ANNEE, NNRNS, ILIST, IECHO, IXQT /
IWARN, IPIRH, ISMRY / FSN, IO;

La spécification des six derniers champs par YES aura pour effet :

ILIST : Affichage des instructions d'entrée avec les éventuels messages d'erreurs.

IECHO : Affichage d'un rapport récapitulatif (Summary Report).

IXQT : Exécution du programme si aucune erreur n'est décelée.

IWARN : Affichage d'un message d'erreur lorsqu'une entité est détruite avant d'atteindre le nœud TERMINATE

IPIRH : Affichage de l'entête INTERMEDIATE RESULTS avant chaque exécution.

ISMRY : Affichage du Summary Report suivant la spécification du champs FSN.

Le champs IO spécifie le nombre de colonnes à utiliser dans les rapports d'output.

A.3.3.a.2. LIMITS

Syntaxe :

LIMITS, MFIL, MATR, MENTRY;

Cette instruction doit suivre l'instruction GEN. Elle spécifie les limites entières pour le nombre maximal de files d'attente dans le système (MFIL), le nombre maximal d'attributs par entité (MATR) et le nombre maximal d'entités pouvant exister dans un réseau en même temps (MENTRY).

A.3.3.a.3. TIMSTSyntaxe :

TIMST, VAR, ID, NCEL / HLOW / HWID;

Elle est utilisée pour collecter des statistiques sur la variable VAR identifiée par ID. Elle permet aussi de tracer des histogrammes.

A.3.3.a.4. CONTINUOUS

Cette instruction est utilisée lorsque le modèle contient des variables continues.

Syntaxe :

CONTINUOUS, NNEQD, NNEQS, DTMIN, DTMAX, DTSAV;

où :

NNEQD : le nombre maximal d'équations différentielles.

NNEQS : le nombre maximal de variables d'état.

DTMIN, DTMAX : respectivement, la taille minimale et la taille maximale du pas.

DTSAV : la fréquence d'enregistrement des données pour les instructions RECORD.

A.3.3.a.5. RECORD

Cette instruction donne des informations générales sur les valeurs à enregistrer.

Syntaxe :

RECORD, INDVAR, ID, ITAPE, P ou T ou B, DTPLD, TTSRT, TTEND,
KKEVT;

où :

INDVAR : nom de la variable indépendante dans l'output.

ID : identificateur de la variable indépendante.

ITAPE : numéro de l'unité périphérique dans laquelle les variables sont sauvegardées.

P, T ou B : description du format de l'output (P pour un graphe, T pour un tableau et B pour les deux).

DTPLT : échelle correspondant à l'axe de la variable indépendante.

TTSRT : date de début d'enregistrement.

TTEND : date de fin d'enregistrement.

KKEVT : champs YES / NO indiquant si les valeurs des variables doivent être sauvegardées avant et après des dates événements.

A.3.3.a.6. VAR

Cette instruction est utilisée avec RECORD pour définir les variables dépendantes à enregistrer pour chaque valeur de la variable indépendante.

Syntaxe :

VAR, DEPVAR, SYMBL, ID, LOORD, HIORD;

où :

DPEVAR : nom de la variable dépendante.

SYMBL : symbole apparaissant sur le graphe et identifiant la variable dépendante.

LOORD, HIORD : respectivement, les valeurs minimale et maximale de la variable dépendante.

A.3.3.a.7. INTLC

Elle est utilisée pour initialiser les variables SLAM : XX(N), SS(N) et DD(N) où N est un entier.

Syntaxe :

INTLC, VAR = valeur, répéter;

A.3.3.a.8. INITIALIZESyntaxe :

INITIALIZE, TTBEQ, TTFIN, JJCLR / NCCLR, JVAR, JJFIL;

Cette instruction permet de spécifier les dates de début (TTBEQ), et de fin de simulation (TTFIN), ainsi que les options d'initialisation pour effacer des statistiques (JJCLR / NCCLR), initialiser les variables (JVAR), et initialiser les files (JJFIL). Les trois derniers champs sont du type YES / NO.

A.3.3.a.9. NETWORK ET ENDNETWORK

Ces deux instructions permettent de délimiter les instructions d'entrée d'un réseau SLAM.

Syntaxe :

NETWORK;
:
ENDNETWORK;

A.3.3.a.10. MONTR

Cette instruction sert à manipuler des résultats intermédiaires de simulation. Elle permet aussi d'écarter les résultats obtenus pendant une période de transition.

Syntaxe :

MONTR, option, TFRST, TSEC, variables;

où:

TFRST : date de la première exécution de l'option.

TSEC : dates correspondant aux exécutions successives de l'option.

Avec l'option TRACE, l'instruction MONTR permet d'afficher la trace des variables spécifiées.

A.3.3.a.11. FIN

Comme son nom l'indique, cette instruction désigne la fin du programme SLAM II.

Syntaxe :

FIN;

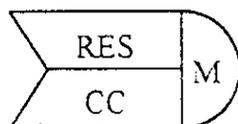
A.3.3.b. LE BLOC "RESOURCE"Symbole :

RNUM	RLBL (CAP)	IFL1	IFL
------	------------	------	-----

Syntaxe :

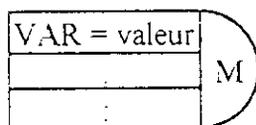
RESOURCE / RNUM, RLBL (CAP), IFL;

Le bloc RESOURCE définit une ressource par son libellé (RLBL), son numéro (RNUM) ainsi que sa capacité initiale CAP. Les entités nécessitant des unités de la ressource attendent dans les files IFL associées au nœud AWAIT.

A.3.3.c. LES NŒUDS "NODES"A.3.3.c.1. ALTERSymbole :Syntaxe :

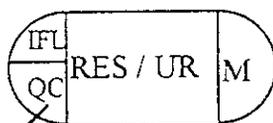
ALTER, RES / CC, M;

Le nœud ALTER permet de changer la capacité d'une ressource RES de CC unités. Le nombre maximum de branchements à partir de ce nœud est spécifié par M.

A.3.3.c.2. ASSIGNSymbole :Syntaxe :

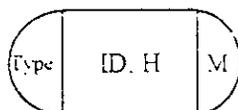
ASSIGN, VAR = valeur, VAR = valeur, ..., M;

Le nœud ASSIGN est utilisé pour affecter des valeurs à des variables SLAM (VAR) à chaque arrivée d'une entité.

A.3.3.c.3. AWAITSymbole :Syntaxe :

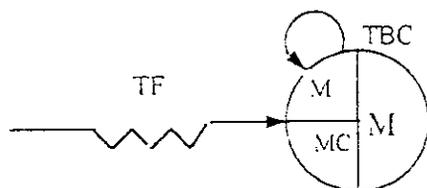
AWAIT (IFL / QC), RES / UR, M;

Le nœud AWAIT maintient une entité dans une file IFL jusqu'à ce que UR unités de la ressource RES soient disponibles.

A.3.3.c.4. COLCTSymbole :Syntaxe :

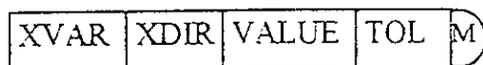
COLCT (N), Type ou Variable, ID, NCEL / HLOW / HWID, M;

Le nœud COLCT est utilisé pour collecter des statistiques relatives au temps d'arrivée d'une entité au nœud (Type) ou à une Variable. ID est un identificateur associé à l'entité, H désigne les spécifications de l'histogramme : le nombre de classes (NCEL), la borne inférieure de la première classe (HLOW) et l'amplitude (HWID).

A.3.3.c.5. CREATESymbole :Syntaxe :

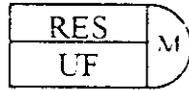
CREATE, TBC, TF, MA, MC, M;

Le nœud CREATE génère des entités dans le réseau SLAM. Le temps de création de la première entité est donné par TF, le temps séparant la création de deux entités successives est TBC. Lorsque MC entités ont été introduites dans le système, le nœud CREATE est désactivé.

A.3.3.c.6. DETECTSymbole :Syntaxe :

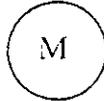
DETECT, XVAR, XDIR, VALUE, TOL, M;

Le nœud DETECT permet de générer des entités lorsque une variable XVAR atteint une valeur seuil VALUE dans la direction XDIR. La valeur de TOL spécifie l'intervalle de tolérance.

A.3.3.c.7. FREESymbole :Syntaxe :

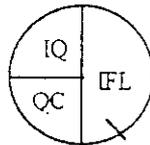
FREE, RES / UF, M;

Le nœud FREE libère UF unités de la ressource RES. Ces unités deviennent alors disponibles pour les entités en attente.

A.3.3.c.8. GOONSymbole :Syntaxe :

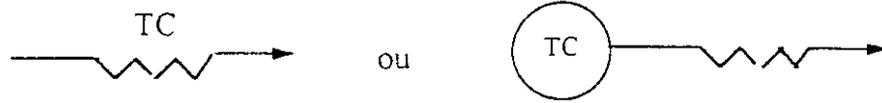
GOON, M;

GOON est un nœud de continuation car chaque entité entrante ne fait que le traverser.

A.3.3.c.9. QUEUESymbole :Syntaxe :

QUEUE (IFL), IQ, QC;

Le nœud QUEUE est utilisé pour retenir des entités dans une file IFL de capacité QC jusqu'à ce qu'un serveur soit disponible. Initialement, il contient IQ entités.

A.3.3.c.10. TERMINATESymbole :Syntaxe :

TERMINATE, TC;

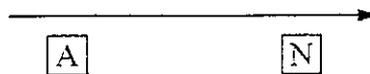
Le nœud TERMINATE est utilisé pour détruire des entités et / ou indiquer la fin de la simulation après le passage de TC entités. Une entité arrivant à TERMINATE est immédiatement détruite.

A.3.3.d. LES ACTIVITESA.3.3.d.1. L'ACTIVITE DE SERVICE

L'activité de service émane d'un nœud QUEUE. Elle permet de modéliser des files d'attente avec N serveurs en parallèle. La durée du service est désignée par DUR alors que PROB et COND spécifient respectivement la probabilité et la condition de réalisation de l'activité. Un identificateur (ID) ainsi qu'un numéro (A) peuvent être affectés à chaque activité. NLBL représente le nœud de fin de l'activité.

Symbole :

DUR, PROB ou COND

Syntaxe :

ACTIVITY/A, DUR, PROB ou COND, NLBL, ID;

A.3.3.d.2. L'ACTIVITE REGULIERE

Une activité régulière est une activité émanant d'un nœud autre que QUEUE. Elle permet d'acheminer des entités vers un nœud NLBL.

Symbole :

DUR, PROB ou COND

Syntaxe :

ACTIVITY/A, DUR, PROB ou COND, NLBL, ID;

A.3.3.e. LA FONCTION USERF

Cette fonction offre à l'utilisateur la possibilité d'introduire dans un réseau SLAM des instructions écrites en FORTRAN. Elle est généralement associée au nœud ASSIGN ou à la durée d'une activité.

Syntaxe :

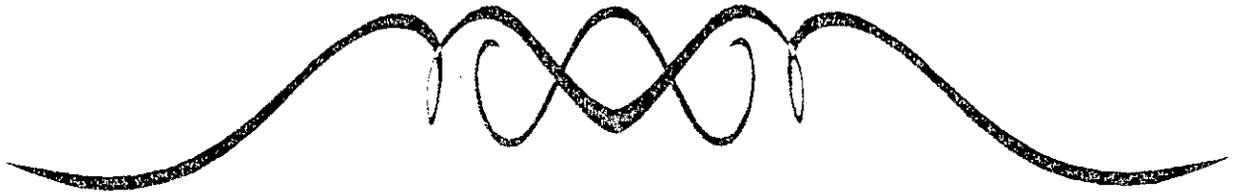
```

FUNCTION USERF (IFN)
GO TO (i, j, ..., k), IFN
i Bloc d'instructions
RETURN
j Bloc d'instructions
RETURN
:
kBloc d'instructions
RETURN
END

```

L'argument IFN est un code établi par le programmeur et dont la valeur indique au processeur le bloc d'instructions à exécuter.

ANNEXE B



*GENERALITES SUR LES
ECOULEMENTS DES FLUIDES*

Un fluide est un milieu continu, dépourvu de rigidité et qui peut s'écouler à travers un orifice. Il est dit compressible lorsque sa masse spécifique varie durant sa progression dans la conduite, c'est le cas du gaz sec. Il est dit incompressible dans le cas contraire.

Les équations d'écoulement permettent de relier les différentes variables qui caractérisent la circulation d'un fluide à l'intérieur d'une conduite. Ces variables sont les pressions, les températures, le débit, les propriétés physiques du fluide et les caractéristiques géométriques de la conduite, c'est à dire son diamètre intérieur et la longueur du parcours. [PRA77]

C'est à la fin du XIX^{ème} siècle qu'un progrès décisif fut réalisé dans l'étude des lois de l'écoulement grâce à la mise en évidence par O.Reynolds d'un coefficient caractéristique sans dimension Re, tel que:

$$Re = \frac{V D}{\nu}$$

où :

V : vitesse moyenne du fluide dans une section droite de la canalisation.

D : diamètre de la canalisation.

ν : viscosité cinématique.

D'une façon schématique, les écoulements sont classés selon la distribution des vitesses à l'intérieur de la conduite (nombre de Reynolds) dans l'une des catégories suivantes :

- Le régime laminaire, caractérisé par un nombre de Reynolds inférieur à 2000.
- Le régime turbulent lisse, pour des valeurs du Re dont les limites inférieures varient de 1000 à 4000 et dont la limite supérieure est fonction de la rugosité des parois.
- Le régime turbulent rugueux, pour des valeurs supérieures du nombre de Reynolds.

C'est dans la zone de transition entre les régimes turbulents lisse et rugueux que se situe le fonctionnement de la plupart des pipelines. [VIN80]

Les équations permettant d'évaluer les pertes de charge dans un pipeline diffèrent selon la nature du fluide.

B.1. LES FLUIDES INCOMPRESSIBLES

Le pétrole brut, les G.P.L. et le condensat étant des fluides incompressibles, leur écoulement est régi par l'équation suivante :

$$\Delta P = K \frac{Q^2 \rho}{D^5} F(\text{Re})$$

Avec :

ΔP : perte de charge dans une section de longueur L exprimée en Kg / cm².

Q : débit en m³ / h.

ρ : masse spécifique.

D : diamètre intérieur de la canalisation en mm.

F(Re) : coefficient fonction du nombre de Reynolds.

K = 63760 10³.

B.2. LES FLUIDES COMPRESSIBLES

C'est le cas général des pipelines de transport du gaz naturel. La formule de perte de charge, exprimée en hauteur de fluide, ne peut être utilisée que sous la forme différentielle suivante :

$$dP = - f \frac{V^2}{2g} \frac{dL}{D}$$

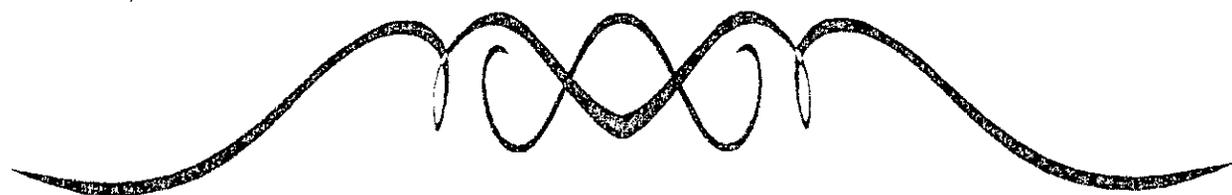
Où :

g : accélération de la pesanteur.

f : facteur de friction.

Ce facteur est évalué en fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité de la canalisation. Cependant, plusieurs formules empiriques ont été développées sans tenir compte du Re. [VIN80]

ANNEXE C



*LISTE DES CONSTANTES ET
VARIABLES UTILISEES DANS LES
PROGRAMMES*

C.1. CONSTANTES UTILISEES DANS LE PROGRAMME

C.1.1. LES PROPORTIONS DE PETROLE DESTINEES AUX PARCS DE H.E.H.

PPHB: Proportion de pétrole destinée au parc Béjaïa.

PPHK: Proportion de pétrole destinée au parc Skikda.

PPHZ: Proportion de pétrole destinée au parc Arzew.

C.1.2. LES PROPORTIONS DE GAZ TRANSPORTE PAR GAZODUC

PGG : Proportion de gaz sec transporté dans le GG.1.

PGK : Proportion de gaz sec transporté dans le GK.1 / GK.2.

PGME : Proportion de gaz sec transporté dans le GME.

PGO : Proportion de gaz sec transporté dans le GO.1 / GO.2.

PGZ0 : Proportion de gaz sec transporté dans le GZ.0.

PGZ13 : Proportion de gaz sec transporté dans le GZ.1 / GZ.3.

PGZ2 : Proportion de gaz sec transporté dans le GZ.2.

C.1.3. LES COEFFICIENTS DE PERTE

CG1Z : Coefficient de perte par liquéfaction au GL1Z.

CG2Z : Coefficient de perte par liquéfaction au GL2Z.

CG4Z : Coefficient de perte par liquéfaction au GL4Z.

CGK : Coefficient de perte par liquéfaction au GL1K.

CLZ : Coefficient de perte par séparation.

CGHR : Coefficient de perte par traitement du gaz humide dans les modules de H.R.

CA : Coefficient de perte par autoconsommation dans les gazoducs.

C.1.4. LES PROPORTIONS DE PRODUITS EXTRAITS DANS LES DIFFERENTES UNITES

PC3Z: Proportion du propane produit par séparation dans les unités GP1Z et GP2Z.

PC4Z: Proportion du butane produit par séparation dans les unités GP1Z et GP2Z.

PGL1Z: Rapport du volume de GNL extrait au GL1Z au volume de gaz sec.

PGL2Z: Proportion du GNL extrait au GL2Z.

PGL4Z: Rapport du volume de GNL extrait au GL4Z au volume de gaz sec.

PC3L2Z: Proportion du propane extrait au GL2Z.

PC4L2Z: Proportion du butane extrait au GL2Z.

PGLK: Proportion du GNL extrait au GL1K.

PC3K: Proportion du propane extrait au GL1K.

PC4K: Proportion du butane extrait au GL1K.

C.2. DESIGNATION DES DEBITS

DC3L2Z: Débit de production de propane au GL2Z.
DC3SZ: Débit de propane sortant des unités GP1Z et GP2Z.
DC4L2Z: Débit de production de butane au GL2Z.
DC4SZ: Débit de butane sortant des unités GP1Z et GP2Z.
DCEHB: Débit de condensat dans le NH₂ alimentant le parc Béjaïa de HEH.
DCEHR: Débit de condensat entrant au CSTF.
DCEOB: Débit de condensat entrant dans l'OB.1.
DCEPB: Débit de condensat entrant au port de Béjaïa.
DCHR: Débit de production de condensat à Hassi R'Mel.
DCOB: Débit de condensat à l'entrée au port de Béjaïa.
DCRAG: Débit de consommation de pétrole à la raffinerie d'Alger.
DCRAK: Débit de consommation de pétrole à la raffinerie de Skikda.
DCRAZ: Débit de consommation de pétrole à la raffinerie d'Arzew.
DCTHR: Débit de torchage de condensat à Hassi R'Mel.
DEC3K: Débit d'enlèvement de propane à Skikda.
DEC3Z: Débit d'enlèvement du propane à Arzew.
DEC4K: Débit d'enlèvement de butane à Skikda.
DEC4Z: Débit d'enlèvement du butane à Arzew.
DECB: Débit d'enlèvement du condensat au port de Béjaïa.
DECZ: Débit d'enlèvement du condensat au port d'Arzew.
DEGG: Débit de gaz sec à l'entrée du GG.1.
DEGK: Débit de gaz sec à l'entrée du GK.1 / GK.2.
DEGL1Z: Débit de GNL entrant aux bacs de stockage du GL1Z.
DEGL2Z: Débit de GNL entrant aux bacs de stockage du GL2Z.
DEGL4Z: Débit de GNL entrant aux bacs de stockage du GL4Z.
DEGME: Débit de gaz sec à l'entrée du GME.
DEGNLK: Débit d'enlèvement du GNL au port de Skikda.
DEGO: Débit de gaz sec à l'entrée du GO.1 / GO.2.
DEGZ0: Débit de gaz sec à l'entrée du GZ.0.
DEGZ13: Débit de gaz sec à l'entrée du GZ.1 / GZ.3.
DEGZ2: Débit de gaz sec à l'entrée du GZ.2.
DEOZ: Débit de pétrole entrant dans l'OZ.1.
DEPK: Débit d'enlèvement de pétrole à Skikda.
DEPZ: Débit d'enlèvement de pétrole à Arzew.
DERAG: Débit de pétrole entrant dans le parc de la RA1.G.
DERAK: Débit de pétrole entrant dans le parc de la RA1.K.
DERAZ: Débit de pétrole entrant dans le parc de la RA1.Z.
DESBM: Débit de pétrole entrant dans le parc de SBM.
DESP: Débit de GPL entrant dans la station de pompage du CSTF.
DESP2: Débit de pétrole entrant dans le parc de SP2.
DESP3: Débit de pétrole entrant dans le parc de SP3.
DGHR: Débit de production de gaz humide à Hassi R'Mel.
DGHR: Débit de gaz sec produit à Hassi R'Mel et entrant au CNDG.

DGR: Débit de gaz sec à la sortie du GR.1.
DGRHR: Débit de réinjection de gaz sec à la sortie des modules de traitement.
DGSHR: Débit de gaz sec sortant du CNDG de Hassi R'Mel.
DLCZ: Débit de consommation de GPL aux unités GP1Z et GP2Z.
DLEHR: Débit de GPL entrant au CSTF.
DLPHR: Débit de production de GPL à Hassi R'Mel.
DLNZ: Débit de GPL dans le LNZ.1.
DLRHR: Débit de réinjection des GPL à Hassi R'Mel.
DLSHR: Débit de GPL sortant du CSTF.
DLTHR: Débit de torchage des GPL à Hassi R'Mel.
DNZ: Débit de condensat dans le NZ.1.
DOK: Débit de pétrole dans l'OK.1.
DPEB: Débit de pétrole entrant au port de Béjaïa.
DPEH: Débit de pétrole entrant à H.E.H.
DPEHB: Débit de pétrole entrant au parc Béjaïa à H.E.H.
DPEHK: Débit de pétrole entrant au parc Skikda à H.E.H.
DPEHZ: Débit de pétrole entrant au parc Arzew à H.E.H.
DPIZ: Débit de pétrole injecté dans l'OZ.1.
DPEOB: Débit de pétrole entrant dans l'OB.1.
DPSB: Débit d'enlèvement du pétrole au port de Béjaïa.
DSC3K: Débit de propane entrant aux bacs de stockage du GL1K.
DSC4K: Débit de butane entrant aux bacs de stockage du GL1K.
DSGG: Débit de gaz sec à la sortie du GG.1.
DSGK: Débit de gaz sec à la sortie du GK.1 / GK.2.
DSGL1Z: Débit de GNL enlevé à partir du GL1Z.
DSGL2Z: Débit de GNL enlevé à partir du GL2Z.
DSGL4Z: Débit de GNL enlevé à partir du GL4Z.
DSGLK: Débit de GNL entrant aux bacs de stockage du GL1K.
DSGME: Débit de gaz sec à la sortie du GME.
DSGO: Débit de gaz sec à la sortie du GO.1 / GO.2.
DSGZ0: Débit de gaz sec à la sortie du GZ.0.
DSGZ13: Débit de gaz sec à la sortie du GZ.1 / GZ.3.
DSGZ2: Débit de gaz sec à la sortie du GZ.2.
DSOZ: Débit de pétrole à la sortie de l'OZ.1.
DSSBM: Débit de pétrole alimentant la RA1.G à partir du stock de SBM.
DSSP2: Débit de pétrole consommé à SP2.
DSSP3: Débit de pétrole consommé à SP3.

C.3. DESIGNATION DES VARIABLES D'ETAT

SS(1) : niveau de stock de GPL au CSTF.
 SS(2) : niveau de stock de condensat au CSTF.
 SS(3) : niveau de stock de pétrole au parc Arzew de HEH.
 SS(4) : niveau de stock de pétrole au parc Béjaïa de HEH.
 SS(5) : niveau de stock de pétrole au parc Skikda de HEH.
 SS(6) : niveau de stock de condensat au parc Béjaïa de HEH.
 SS(7) : niveau de stock de pétrole au terminal arrivées de l'OZ.1

- SS(8) : niveau de stock de pétrole à la raffinerie d' Arzew.
SS(9) : niveau de stock de condensat au port d'Arzew.
SS(10) : niveau de stock de GNL dans les bacs du GL1Z.
SS(11) : niveau de stock de GNL dans les bacs du GL2Z.
SS(12) : niveau de stock de GNL dans les bacs du GL4Z.
SS(13) : niveau de stock de GPL dans les bacs alimentant les unités de séparation d'Arzew.
SS(14) : niveau de stock de propane à Arzew.
SS(15) : niveau de stock de butane à Arzew.
SS(16) : niveau de stock de condensat au port de Béjaïa.
SS(17) : niveau de stock de pétrole à SP2.
SS(18) : niveau de stock de pétrole à SP3.
SS(19) : niveau de stock de pétrole à SBM.
SS(20) : niveau de stock de pétrole à la raffinerie d' Alger.
SS(21) : niveau de stock de pétrole au port de Béjaïa.
SS(22) : niveau de stock de pétrole au terminal arrivées de l'OK.1
SS(23) : niveau de stock de pétrole à la raffinerie de Skikda.
SS(24) : niveau de stock de GNL dans les bacs du GL1K.
SS(25) : niveau de stock de propane dans les bacs du GL1K.
SS(26) : niveau de stock de butane dans les bacs du GL1K.
SS(27) : quantité de gaz sec réinjecté en une heure à Hassi R'Mel.
SS(28) : quantité de GPL torché en une heure à Hassi R'Mel.
SS(29) : quantité de condensat torché en une heure à Hassi R'Mel.

C.4. IDENTIFICATION DES VARIABLES DE CONTROLE

C.4.1. VARIABLES CONTROLANT LE NOMBRE DE NAVIRES DANS LES PORTS

- XX(1) : nombre de pétroliers au port d'Arzew.
XX(2) : nombre de navires destinés à l'enlèvement du propane à Arzew.
XX(3) : nombre de navires destinés à l'enlèvement du butane à Arzew.
XX(4) : nombre de méthaniers destinés à l'enlèvement du GNL sortant du GL1Z.
XX(5) : nombre de méthaniers destinés à l'enlèvement du GNL sortant du GL2Z.
XX(6) : nombre de méthaniers destinés à l'enlèvement du GNL sortant du GL4Z.
XX(7) : nombre de navires destinés à l'enlèvement du condensat au port d'Arzew.
XX(8) : nombre de pétroliers au port de Béjaïa.
XX(9) : nombre de navires destinés à l'enlèvement du condensat au port de Béjaïa.
XX(10) : nombre de pétroliers au port de Skikda.
XX(11) : nombre de navires destinés à l'enlèvement du propane de Skikda.
XX(12) : nombre de navires destinés à l'enlèvement du butane de Skikda.
XX(13) : nombre de méthaniers au port de Skikda.

C.4.2. VARIABLES CONTROLANT LE RYTHME DE FONCTIONNEMENT DES UNITES

- XX(14) : pour les modules de traitement de Hassi R'Mel.
XX(15) : pour la raffinerie d'Arzew.
XX(16) : pour la raffinerie d'Alger.
XX(17) : pour la raffinerie de Skikda.
XX(18) : pour l'unité de liquéfaction GL1Z.
XX(19) : pour l'unité de liquéfaction GL2Z.
XX(20) : pour l'unité de liquéfaction GL4Z.
XX(21) : pour les unités de séparation GP1Z et GP2Z.
XX(22) : pour l'unité de liquéfaction GL1K.
XX(23) : réduction du rythme de fonctionnement des modules de traitement due à la limitation du débit de réinjection du gaz sec.
XX(24) : réduction du rythme de fonctionnement des modules de traitement due à la limitation du débit de torchage des GPL.
XX(25) : réduction du rythme de fonctionnement des modules de traitement due à la limitation du débit de torchage du condensat.

C.4.3. VARIABLES CONTROLANT LES DEBITS D'ALIMENTATION

- XX(26) : débit de pétrole alimentant les parcs de stockage de HEH (DPEH).
XX(27) : débit d'injection de pétrole dans l'OZ.1 (DPIZ).

C.4.4. VARIABLES DE CONTROLE DES PIPELINES

- XX(28) : pour le GR.1.
XX(29) : pour le NH.2.
XX(30) : pour le LN.1 (12 pouces : HEH-Hassi R'Mel).
XX(31) : pour le GZ.0.
XX(32) : pour le GZ.1 / GZ.3.
XX(33) : pour le GZ.2.
XX(34) : pour le GO.1 / GO.2.
XX(35) : pour le GK.1 / GK.2.
XX(36) : pour le GG.1.
XX(37) : pour le GME.
XX(38) : pour l'OZ.1.
XX(39) : pour l'OB.1.
XX(40) : pour l'OG.1.
XX(41) : pour l'OK.1.
XX(42) : pour le LZ.1.
XX(43) : pour le NZ.1.

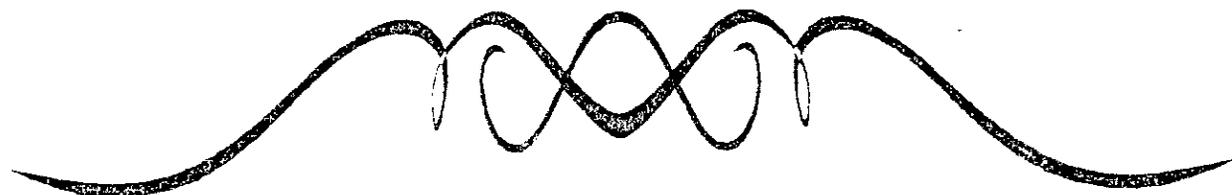
C.4.5. VARIABLES CONTROLANT LES NIVEAUX DE STOCKS

- XX(44) , XX(45) : pour le niveau de stock de GPL au CSTF (SS(1)).
XX(46) , XX(47) : pour le niveau de stock de condensat au CSTF (SS(2)).
XX(48) , XX(49) : pour le niveau de stock de pétrole au parc Arzew de HEH (SS(3)).
XX(50) , XX(51) : pour le niveau de stock de pétrole au parc Béjaïa de HEH (SS(4)).
XX(52) , XX(53) : pour le niveau de stock de pétrole au parc Skikda de HEH (SS(5)).
XX(54) , XX(55) : pour le niveau de stock de condensat au parc Béjaïa de HEH (SS(6)).
XX(56) , XX(57) : pour le niveau de stock de pétrole au terminal arrivée de l'OZ.1(SS(7)).
XX(58) , XX(59) : pour le niveau de stock de pétrole à la raffinerie d'Arzew (SS(8)).
XX(60) , XX(61) : pour le niveau de stock de condensat au port d'Arzew (SS(9)).
XX(62) , XX(63) : pour le niveau de stock de GNL dans l'unité GL1Z (SS(10)).
XX(64) , XX(65) : pour le niveau de stock de GNL dans l'unité GL2Z (SS(11)).
XX(66) , XX(67) : pour le niveau de stock de GNL dans l'unité GL4Z (SS(12)).
XX(68) , XX(69) : pour le niveau de stock de GPL à l'entrée des unités GP1Z et GP2Z (SS(13)).
XX(70) , XX(71) : pour le niveau de stock de propane à Arzew (SS(14)).
XX(72) , XX(73) : pour le niveau de stock de butane à Arzew (SS(15)).
XX(74) , XX(75) : pour le niveau de stock de condensat au port de Béjaïa (SS(16)).
XX(76) : pour le niveau de stock de pétrole à SP2 (SS(17)).
XX(77) : pour le niveau de stock de pétrole à SP3(SS(18)).
XX(78) , XX(79) : pour le niveau de stock de pétrole à SBM (SS(19)).
XX(80) , XX(81) : pour le niveau de stock de pétrole à la raffinerie d'Alger (SS(20)).
XX(82) , XX(83) : pour le niveau de stock de pétrole au port de Béjaïa (SS(21)).
XX(84) , XX(85) : pour le niveau de stock de pétrole au terminal arrivée de l'OK.1 (SS(22)).
XX(86) , XX(87) : pour le niveau de stock de pétrole à la raffinerie de Skikda (SS(23)).
XX(88) , XX(89) : pour le niveau de stock de GNL dans l'unité GL1K (SS(24)).
XX(90) , XX(91) : pour le niveau de stock de propane dans l'unité GP1K (SS(24)).
XX(92) , XX(93) : pour le niveau de stock de butane dans l'unité GP1K (SS(26)).

C.4.6. VARIABLE CONTROLANT LE TEMPS

- XX(94) : instant de remplissage du parc de stockage de SBM.

ANNEXE D



*PROGRAMMES EN REGIME
STABLE*

D.1. PROGRAMME PRINCIPAL ET SUBROUTINE STATE

SSTORAGE:2

SNOTLARGE

Spagesize:60

```
COMMON/SCOM1/ATTRIB(100),DD(100),DDL(100),DTNOW,II,MFA,MSTOP  
1,NCLNR,NCRDR,NPRNT,NNRUN,NNSET,NTAPE,SS(100),SSL(100),TNEXT  
2,TNOW,XX(100)
```

NNSET=16000

NCRDR=5

NPRNT=0

NTAPE=7

CALL SLAM

STOP

END

SUBROUTINE STATE

```
COMMON/SCOM1/ATTRIB(100),DD(100),DDL(100),DTNOW,II,MFA,MSTOP  
1,NCLNR,NCRDR,NPRNT,NNRUN,NNSET,NTAPE,SS(100),SSL(100),TNEXT  
2,TNOW,XX(100)
```

C*** COEFFICIENTS DE PERTE

CA=.02

CGK=.15

CG1Z=.15

CG2Z=.2

CG4Z=.16

CLZ=.008

C*** PROPORTIONS

PPHB=.21

PPHK=.45

PPHZ=.34

PGG=.065

PGME=.17

PGK=.186

PGO=.16

PGZ0=.033

PGZ13=.263

PGZ2=.123

PC3Z=.53

PC4Z=.47

PGL1Z=1.7E-3

PGL2Z=2.3E-3

PGL4Z=1.7E-3

PC3L2Z=1.6E-4

PC4L2Z=1.2E-4

PGLK=1E-3
PC3K=9E-5
PC4K=5E-5
C*** DECLARATION DES DEBITS
DGHHR=9.82E6
DGHR=4.66E6
DCHR=2510.
DCEHR=DCHR
DLPHR=763.
DLEHR=DLPHR
DGR=5.21E5
DGSHR=DGHR+DGR
DSGME=DGSHR*(1-CA)*PGME
DSGG=DGSHR*(1-CA)*PGG
DSGK=DGSHR*(1-CA)*PGK
DSGO=DGSHR*(1-CA)*PGO
DSGZ0=DGSHR*(1-CA)*PGZ0
DSGZ13=DGSHR*(1-CA)*PGZ13
DSGZ2=DGSHR*(1-CA)*PGZ2
DLNZ=155.
DLSHR=745.
DESP=DLNZ+DLSHR
DNZ=2400.
DPEH=5800.
DPEHB=DPEH*PPHB
DPEHK=DPEH*PPHK
DPEHZ=DPEH*PPHZ
DCEHB=382.
DEOZ=1800.
DPIZ=600.
DSOZ=DEOZ+DPIZ
DOK=2400.
DERAZ=310.
DCRAZ=303.
DEPZ=3750.*XX(1)
DECZ=3000.*XX(7)
DEGL1Z=DSGZ13*(1-CG1Z)*PGL1Z
DEGL2Z=DSGZ2*(1-CG2Z)*PGL2Z
DEGL4Z=DSGZ0*(1-CG4Z)*PGL4Z
DSGL1Z=2225.*XX(4)
DSGL2Z=2720.*XX(5)
DSGL4Z=2400.*XX(6)
DC3L2Z=DSGZ2*(1-CG2Z)*PC3L2Z
DC4L2Z=DSGZ2*(1-CG2Z)*PC4L2Z
DLCZ=878.
DC3SZ=DLCZ*(1-CLZ)*PC3Z
DC4SZ=DLCZ*(1-CLZ)*PC4Z
DEC3Z=1608.*XX(2)
DEC4Z=1595.*XX(3)

DERAK=2000.
DCRAK=1950.
DEPK=1500.*XX(10)
DSGLK=DSGK*(1-CGK)*PGLK
DEGNLK=1530.*XX(13)
DSC3K=DSGK*(1-CGK)*PC3K
DEC3K=821.*XX(11)
DSC4K=DSGK*(1-CGK)*PC4K
DEC4K=1333.*XX(12)

C*** LA LIGNE HAUD EL HAMRA - BEJAIA
J=TNOW/59

C*** AU NIVEAU DE HAUD EL HAMRA
DPEOB=1500.
DCEOB=1500.
IF((TNOW-J*59).LE.44) DCEOB=0.
IF((TNOW-J*59).GT.44) DPEOB=0.

C*** AU NIVEAU DE SP2
DESP2=2.
DSSP2=2.
IF(((TNOW-J*59).LE.9).OR.((TNOW-J*59).GT.53)) DESP2=0.

C*** AU NIVEAU DE SP3
DESP3=2.
DSSP3=2.
IF(((TNOW-J*59).GT.20).AND.((TNOW-J*59).LE.35))DESP3=0.

C*** AU NIVEAU DE SBM
DESBM=334.*XX(79)
DSSBM=334.
DERAG=334.
DCRAG=334.
IF(((TNOW-J*59).GT.37).AND.((TNOW-J*59).LE.52))DESBM=0.
IF(((TNOW-J*59).LE.37).OR.((TNOW-J*59).GT.52))DSSBM=0.

C*** AU NIVEAU DE BEJAIA

C*** CAS DE NON SATURATION DU STOCK DE SBM
IF(XX(79).EQ.0) GOTO 1
DPEB=832.
DCOB=1500.
IF(((TNOW-J*59).LE.13).OR.((TNOW-J*59).GT.57)) DPEB=0.
IF(((TNOW-J*59).GT.13).AND.((TNOW-J*59).LE.57)) DCOB=0.
GOTO 2

C*** CAS DE SATURATION DU STOCK DE SBM
1 DPEB=1166.
DCOB=1500.
K=(TNOW-XX(94))/59

```

IF(((TNOW-XX(94)-K*59).GT.9).AND.((TNOW-XX(94)-K*59).LE.24))
aGOTO 3
IF(( (TNOW-XX(94)-K*59).LE.9).OR.( (TNOW-XX(94)-K*59).GT.53))
bDPEB=0.
IF(( (TNOW-XX(94)-K*59).GT.24).AND.( (TNOW-XX(94)-K*59).LE.53))
cDCOB=0.
GOTO 2
3 DPEB=832.
DCOB=0.
2 DPSB=1500.*XX(8)
DECB=1500.*XX(9)

C*** EQUATIONS D'ETAT DECRIVANT L'EVOLUTION DES NIVEAUX DE
STOCK
C*** GPL ET CONDENSAT AU CSTF
SS(1)=SSL(1)+DTNOW*(DLEHR-DLSHR)
SS(2)=SSL(2)+DTNOW*(DCEHR-DNZ)

C*** PETROLE ET CONDENSAT A HEH
SS(3)=SSL(3)+DTNOW*(DPEHZ-DEOZ)
SS(4)=SSL(4)+DTNOW*(DPEHB-DPEOB)
SS(5)=SSL(5)+DTNOW*(DPEHK-DOK)
SS(6)=SSL(6)+DTNOW*(DCEHB-DCEOB)

C*** PETROLE AU TERMINAL ARRIVEE DE L'OZ.1
SS(7)=SSL(7)+DTNOW*(DSOZ-DERAZ-DEPZ)

C*** PETROLE A LA RAFFINERIE D'ARZEW
SS(8)=SSL(8)+DTNOW*(DERAZ-DCRAZ)

C*** CONDENSAT AU PORT D'ARZEW
SS(9)=SSL(9)+DTNOW*(DNZ-DECZ)

C*** GNL A LA SORTIE DES UNITES DE LIQUEFACTION D'ARZEW
SS(10)=SSL(10)+DTNOW*(DEGL1Z-DSGL1Z)
SS(11)=SSL(11)+DTNOW*(DEGL2Z-DSGL2Z)
SS(12)=SSL(12)+DTNOW*(DEGL4Z-DSGL4Z)

C*** GPL A L'ENTREE DES UNITES DE SEPARATION D'ARZEW
SS(13)=SSL(13)+DTNOW*(DESP-DLCZ)

C*** PROPANE ET BUTANE PRODUITS A ARZEW
SS(14)=SSL(14)+DTNOW*(DC3SZ+DC3L2Z-DEC3Z)
SS(15)=SSL(15)+DTNOW*(DC4SZ+DC4L2Z-DEC4Z)

C*** CONDENSAT AU PORT DE BEJALA
SS(16)=SSL(16)+DTNOW*(DCOB-DECB)

C*** PETROLE LE LONG DE LA LIGNE OB.1

```

```
SS(17)=SSL(17)+DTNOW*(DESP2-DSSP2)
SS(18)=SSL(18)+DTNOW*(DESP3-DSSP3)
SS(19)=SSL(19)+DTNOW*(DESBM-DSSBM)
SS(20)=SSL(20)+DTNOW*(DERAG-DCRAG)
SS(21)=SSL(21)+DTNOW*(DPEB-DPSB)
```

```
C*** PETROLE AU TERMINAL ARRIVEE DE L'OK.1
SS(22)=SSL(22)+DTNOW*(DOK-DERAK-DEPK)
```

```
C*** PETROLE A LA RAFFINERIE DE SKIKDA
SS(23)=SSL(23)+DTNOW*(DERAK-DCRAK)
```

```
C*** GNL A LA SORTIE DU GLIK
SS(24)=SSL(24)+DTNOW*(DSGLK-DEGNLK)
```

```
C*** PROPANE ET BUTANE A LA SORTIE DU GLIK
SS(25)=SSL(25)+DTNOW*(DSC3K-DEC3K)
SS(26)=SSL(26)+DTNOW*(DSC4K-DEC4K)
```

```
RETURN
END
```

D.2. PROGRAMME SLAM

GEN,KERRI & KERRI,HYDROCARBURES,05/18/96,1;
 LIMITS,13,3,1000;
 CONTINUOUS,0,26,,,1;
 RECORD(1),TNOW,HEURES,0,B,1,;
 VAR,SS(1),a,GPLCSTF,117E3,663E3;
 VAR,SS(2),b,LGNCSTF,42750,242250;
 VAR,SS(3),c,PétroleHEH-Z,51E3,289E3;
 VAR,SS(4),d,PétroleHEH-B,37E3,208250;
 VAR,SS(5),e, PétroleHEH-K,525E2,2975E2;
 VAR,SS(6),f,LGNHEH-B,15750,89250;
 VAR,SS(7),g,PétroleTerminOZ1,56250,318750;
 VAR,SS(8),h,PétroleRAZ,3834,21726;
 VAR,SS(9),i,LGNZ,78750,446250;
 VAR,SS(10),j,GNLGL1Z,451E2,2551E2;
 VAR,SS(11),k,GNLGL2Z,451E2,2551E2;
 VAR,SS(12),l,GNLGL4Z,432E2,2448E2;
 VAR,SS(13),m,GPLGPZ,9116,51149;
 VAR,SS(14),n,C3GPZ,37800,214200;
 VAR,SS(15),o, C4GPZ,33900,192100;
 VAR,SS(16),p,LGNB,33750,191250;
 VAR,SS(17),q,PétroleSP2,3060,17340;
 VAR,SS(18),r,PétroleSP3,3060,17340;
 VAR,SS(19),s,PétroleSBM,1800,10500;
 VAR,SS(20),t,PétroleRAG,15750,89250;
 VAR,SS(21),u,PétroleB,59250,335750;
 VAR,SS(22),v,PétroleTerminOK1,113250,641750;
 VAR,SS(23),w,PétroleRAK,21600,122400;
 VAR,SS(24),x,GNLGL1K,435E2,2465E2;
 VAR,SS(25),y,C3GL1K,6.18E6,3.5E7;
 VAR,SS(26),z,C4GL1K,3.74E6,2.12E7;
 TIMST,XX(1),PTANKERZ;
 TIMST,XX(2),C3TANKERZ;
 TIMST,XX(3),C4TANKERZ;
 TIMST,XX(4),METHANIERGL1Z;
 TIMST,XX(5),METHANIERGL2Z;
 TIMST,XX(6),METHANIERGL4Z;
 TIMST,XX(7),LGNTANKERZ;
 TIMST,XX(8),PTANKERB;
 TIMST,XX(9),LGNTANKERB;
 TIMST,XX(10),PTANKERK;
 TIMST,XX(11),C3TANKERK;
 TIMST,XX(12),C4TANKERK;
 TIMST,XX(13),METHANIERK;
 INTLC,SS(1)=1.56E5,SS(2)=5.7E4,SS(3)=6.8E4;
 INTLC,SS(4)=4.9E4,SS(5)=7E4,SS(6)=2.1E4;

```

INTLC,SS(7)=1.85E5,SS(8)=5.11E3,SS(9)=2.63E5;
INTLC,SS(10)=7.5E4,SS(11)=1.1E5,SS(12)=1.4E5;
INTLC,SS(13)=1.22E4,SS(14)=1E5,SS(15)=1.26E5;
INTLC,SS(16)= 1.12E5,SS(17)= 4.08E3,SS(18)= 4.08E3;
INTLC,SS(19)= 2.4E3,SS(20)= 2.1E4,SS(21)=2.5E5;
INTLC,SS(22)=1.58E5,SS(23)=2.88E4,SS(24)=1.33E5;
INTLC,SS(25)=8.24E6,SS(26)=4.99E6;
INTLC,XX(1)=0,XX(2)=0,XX(3)=0;
INTLC,XX(4)=0,XX(5)=0,XX(6)=0;
INTLC,XX(7)=0,XX(8)=0,XX(9)=0;
INTLC,XX(10)=0,XX(11)=0,XX(12)=0;
INTLC,XX(13)=0;
INTLC,XX(79)=1,XX(94)=500;

```

```

NETWORK;

```

```

RESOURCE/PPORZ(2),1;
RESOURCE/C3PORZ(2),2;
RESOURCE/C4PORZ(2),3;
RESOURCE/GNLPOR1Z(2),4;
RESOURCE/GNLPOR2Z(2),5;
RESOURCE/GNLPOR4Z(2),6;
RESOURCE/CPORZ(2),7;
RESOURCE/PPORB(2),8;
RESOURCE/CPORB(1),9;
RESOURCE/PPORZ(2),10;
RESOURCE/C3PORK(1),11;
RESOURCE/C4PORK(1),12;
RESOURCE/GNLPORK(2),13;

```

```

;PORT D'ARZEW

```

```

;ENLEVEMENT DU PETROLE

```

```

CREATE,EXPON(48);
AWAIT(1),PPORZ/1;
ASSIGN,XX(1)=XX(1)+1;
ACT,26.;
ASSIGN,XX(1)=XX(1)-1;
FREE,PPORZ/1;
TERM;

```

```

;ENLEVEMENT DU PROPANE

```

```

CREATE,EXPON(57);
AWAIT(2),C3PORZ/1;
ASSIGN,XX(2)=XX(2)+1;
ACT,19.;
ASSIGN,XX(2)=XX(2)-1;
FREE,C3PORZ/1;

```

TERM;

ENLEVEMENT DU BUTANE

CREATE,EXPON(134);
AWAIT(3),C4PORZ/1;
ASSIGN,XX(3)=XX(3)+1;
ACT,39.;
ASSIGN,XX(3)=XX(3)-1;
FREE,C4PORZ/1;
TERM;

ENLEVEMENT DU GNL PRODUIT AU GL1Z

CREATE,EXPON(48);
AWAIT(4),GNLPOR1Z/1;
ASSIGN,XX(4)=XX(4)+1;
ACT,22.;
ASSIGN,XX(4)=XX(4)-1;
FREE,GNLPOR1Z/1;
TERM;

ENLEVEMENT DU GNL PRODUIT AU GL2Z

CREATE,EXPON(48);
AWAIT(5),GNLPOR2Z/1;
ASSIGN,XX(5)=XX(5)+1;
ACT,18.;
ASSIGN,XX(5)=XX(5)-1;
FREE,GNLPOR2Z/1;
TERM;

ENLEVEMENT DU GNL PRODUIT AU GL4Z

CREATE,EXPON(218);
AWAIT(6),GNLPOR4Z/1;
ASSIGN,XX(6)=XX(6)+1;
ACT,15.;
ASSIGN,XX(6)=XX(6)-1;
FREE,GNLPOR4Z/1;
TERM;

ENLEVEMENT DU CONDENSAT

CREATE,EXPON(38);
AWAIT(7),CPORZ/1;
ASSIGN,XX(7)=XX(7)+1;
ACT,30.;
ASSIGN,XX(7)=XX(7)-1;

```
FREE,CPORZ/1;
TERM;
;
;PORT DE BEJAIA
;
;ENLEVEMENT DU PETROLE
;
CREATE,EXPON(120);
AWAIT(8),PPORB/1;
ASSIGN,XX(8)=XX(8)+1;
ACT,57.;
ASSIGN,XX(8)=XX(8)-1;
FREE,PPORB/1;
TERM;
;
;ENLEVEMENT DU CONDENSAT
;
CREATE,EXPON(160);
AWAIT(9),CPORB/1;
ASSIGN,XX(9)=XX(9)+1;
ACT,39.;
ASSIGN,XX(9)=XX(9)-1;
FREE,CPORB/1;
TERM;
;
;PORT DE SKIKDA
;
;ENLEVEMENT DU PETROLE
;
CREATE,EXPON(247);
AWAIT(10),PPORK/1;
ASSIGN,XX(10)=XX(10)+1;
ACT,40.;
ASSIGN,XX(10)=XX(10)-1;
FREE,PPORK/1;
TERM;
;
;ENLEVEMENT DU PROPANE
;
CREATE,EXPON(180);
AWAIT(11),C3PORK/1;
ASSIGN,XX(11)=XX(11)+1;
ACT,14.;
ASSIGN,XX(11)=XX(11)-1;
FREE,C3PORK/1;
TERM;
```

:ENLEVEMENT DU BUTANE

```
:  
CREATE,EXPON(118);  
AWAIT(12),C4PORK/1;  
ASSIGN,XX(12)=XX(12)+1;  
ACT,3.;  
ASSIGN,XX(12)=XX(12)-1;  
FREE,C4PORK/1;  
TERM;
```

:ENLEVEMENT DU GNL

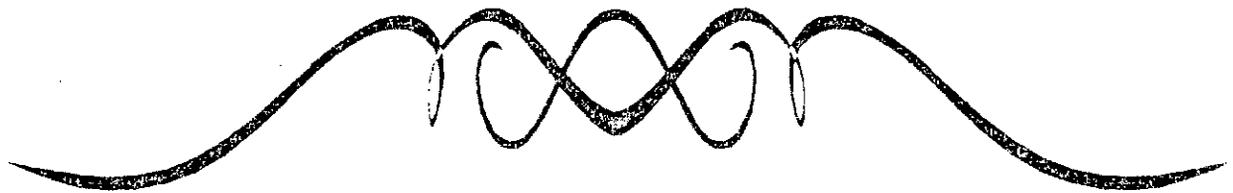
```
:  
CREATE,EXPON(75);  
AWAIT(13),GNLPORK/1;  
ASSIGN,XX(13)=XX(13)+1;  
ACT,32.;  
ASSIGN,XX(13)=XX(13)-1;  
FREE,GNLPORK/1;  
TERM;
```

:CONTROLE DU NIVEAU DE STOCK A SBM

```
:  
DETECT,SS(19),XP,1.05E4,5E2;  
ASSIGN,XX(79)=0,XX(94)=TNOW;  
TERM;  
DETECT,SS(19),XN,9.9E3,4E2;  
ASSIGN,XX(79)=1;  
TERM;  
ENDNETWORK;
```

```
:  
INIT,0,480;  
MONT,SUMR,0.,480;  
FIN;
```

ANNEXE E



RESULTATS EN REGIME STABLE

S L A M I I S U M M A R Y R E P O R T

SIMULATION PROJECT HYDROCARBURES
DATE 6/22/1996

BY KERRI & KERRI
RUN NUMBER 1 OF 1

	GPLCSTF	GPLGPZ	C3GPZ	C4GPZ
MINIMUM	.1560E+06	.1220E+05	.3886E+05	.3464E+05
MAXIMUM	.1646E+06	.2276E+05	.1580E+06	.1675E+06

PLOT NUMBER 1
SCALES OF PLOT

a=GPLCSTF	.117E+06				.390E+06					.663E+06		
m=GPLGPZ	.912E+04				.301E+05					.511E+05		
n=C3GPZ	.378E+05				.126E+06					.214E+06		
o=C4GPZ	.339E+05				.113E+06					.192E+06		
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
HOURS												
.0000E+00	+	a				+		n		o		+ am
.4000E+01	+	a				+		n		o		+ am
.8000E+01	+	a				+		n		o		+ am
.1200E+02	+	a				+	n			o		+ am
.1600E+02	+	a				+n				o		+ am
.2000E+02	+	a				n				o		+ am
.2400E+02	+	a				n +				o		+ am
.2800E+02	+	a				n +				o		+ am
.3200E+02	+	am				n +				o		+ am
.3600E+02	+	am				n +				o		+
.4000E+02	+	am				n +				o		+
.4400E+02	+	am				n +				o		+
.4800E+02	+	am				n +				o		+
.5200E+02	+	am				n				o		+
.5600E+02	+	am				n				o		+
.6000E+02	+	am				+n				o		+
.6400E+02	+	am				+n				o		+
.6800E+02	+	am				+n				o		+
.7200E+02	+	a m				+n				o		+
.7600E+02	+	a m				+n				o		+
.8000E+02	+	a m				+n				o		+
.8400E+02	+	a m				n				o		+
.8800E+02	+	a m			n	+				o		+
.9200E+02	+	a m			n	+				o		+
.9600E+02	+	a m		n	n	+				o		+
.1000E+03	+	a m		n	n	+				o		+
.1040E+03	+	a m	n			+				o		+
.1080E+03	+	a m	n			+				o		+
.1120E+03	+	a mn				+				o		+
.1160E+03	+	a mn				+				o		+
.1200E+03	+	a mn				+				o		+
.1240E+03	+	a mn				+				o		+ mn
.1280E+03	+	a nm				+				o		+ mn
.1320E+03	+	an m				+				o		+
.1360E+03	+	na m				+o						+ an
.1400E+03	+	na m				o						+ an
.1440E+03	+	a m				o+						+ an
.1480E+03	+	an m				o +						+
.1520E+03	+	an m				o+						+
.1560E+03	+	a n m				o+						+
.1600E+03	+	an m				o						+
.1640E+03	+	a m				o						+ an
.1680E+03	+	n a m				+o						+
.1720E+03	+	n a m				+o						+
.1760E+03	+	n a m				+ o						+

.1800E+03	+n	a	m	+	o	+
.1840E+03	+	n	a	m	+	+
.1880E+03	+	n	a	m	+	+
.1920E+03	+	na	m	m	+	+
.1960E+03	+	na	m	m	+	+ an
.2000E+03	+	a	m	m	+	+ an
.2040E+03	+	an	m	m	+	+
.2080E+03	+	an	m	m	+	+
.2120E+03	+	a	n	m	+	+
.2160E+03	+	a	n	m	+	+
.2200E+03	+	a	n	m	+	+
.2240E+03	+	a	n	m	+	+
.2280E+03	+	a		nm	+	+
.2320E+03	+	a		nm	+	+
.2360E+03	+	a		m	+	+ mn
.2400E+03	+	a		m	+	+ mn
.2440E+03	+	a		nm	+	+ mn
.2480E+03	+	a		nm	+	+
.2520E+03	+	a	n	m	+	+
.2560E+03	+	an		m	+	+
.2600E+03	+	an		m	+	+
.2640E+03	+	an		m	+	+
.2680E+03	+	a	n	m	+	+
.2720E+03	+	a	n	m	+	+
.2760E+03	+	a	n	m	+	+
.2800E+03	+	a	n	m	+	+
.2840E+03	+	a	n	m	+	+
.2880E+03	+	a	n	m	+	+
.2920E+03	+	a		nm	+	+
.2960E+03	+	a		nm	+	+
.3000E+03	+	a		nm	+	+
.3040E+03	+	a		nm	+	+
.3080E+03	+	a		m	+	+ mn
.3120E+03	+	a		mn	+	+ mn
.3160E+03	+	a		mn	+	+
.3200E+03	+	a		m	n	+
.3240E+03	+	a		m	n	+
.3280E+03	+	a		m	n	+
.3320E+03	+	a		m	n	+
.3360E+03	+	a		m	n	+
.3400E+03	+	a		m	n	+
.3440E+03	+	a		m	n	+
.3480E+03	+	a		m	n	+
.3520E+03	+	a		m	n	+
.3560E+03	+	a		m	n	+
.3600E+03	+	a		m	n	+
.3640E+03	+	a		m	n	+
.3680E+03	+	a		m	n	+
.3720E+03	+	a		m	n	+
.3760E+03	+	a		m	n	+
.3800E+03	+	a		m	n	+
.3840E+03	+	a		m	n	+
.3880E+03	+	a		m	n	+
.3920E+03	+	a		m	n	+
.3960E+03	+	a		m	n	+
.4000E+03	+	a		m	n	+
.4040E+03	+	a		m	n	+
.4080E+03	+	a		m	n	+
.4120E+03	+	a		nm	n	+
.4160E+03	+	a		n	m	+
.4200E+03	+	a		n	m	+
.4240E+03	+	a		n	m	+
.4280E+03	+	a		n	m	+
.4320E+03	+	a		nm	+	+

.4360E+03	+	a		nm		o+	+
.4400E+03	+	a		m		o	+ mn
.4440E+03	+	a		mn		o	+
.4480E+03	+	a		omn			+
.4520E+03	+	a		o mn			+
.4560E+03	+	a	o	m n			+
.4600E+03	+	a	o	m n			+
.4640E+03	+	a	o	m n			+
.4680E+03	+	oa		m n			+
.4720E+03	+	oa		m n			+ oo
.4760E+03	+	o a		m n			+
.4800E+03	o	a		m n			+

	LGNCSTF	LGNZ
MINIMUM	.5700E+05	.1586E+06
MAXIMUM	.1098E+06	.3810E+06

PLOT NUMBER 2
 SCALES OF PLOT

b=LGNCSTF	.428E+05	.143E+06	.242E+06
i=LGZ	.788E+05	.263E+06	.446E+06

HOURS	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
.0000E+00	+					i						+
.1200E+02	+	b				i+						+
.2000E+02	+	b				i						+
.3600E+02	+	b				i						+
.5200E+02	+	b			i							+
.6800E+02	+	b			i							+
.7600E+02	+	b				i						+
.8400E+02	+	b					i					+
.9200E+02	+	b						i				+
.9600E+02	+	b						i				+
.1120E+03	+	b						i				+
.1200E+03	+	b										+
.1280E+03	+	b			i							+
.1360E+03	+	b			i							+
.1440E+03	+	b				i						+
.1520E+03	+	b										+
.1600E+03	+	b						i				+
.1680E+03	+	b							i			+
.1760E+03	+	b							i			+
.1840E+03	+	b								i		+
.1920E+03	+	b								i		+
.2000E+03	+	b								i		+
.2160E+03	+	b								i		+
.2240E+03	+	b							i			+
.2320E+03	+	b						i				+
.2400E+03	+	b						i				+
.2560E+03	+	b										+
.2640E+03	+	b				i						+
.2720E+03	+	b			i							+
.2800E+03	+	b			i							+
.2840E+03	+	b	i									+
.2880E+03	+	b	i									+
.2920E+03	+	b	i									+
.2960E+03	+	b	i									+
.3000E+03	+	b	i									+
.3040E+03	+	b	i									+
.3080E+03	+	b	i									+
.3200E+03	+	b	i									+
.3240E+03	+	b	i									+
.3320E+03	+	b	i									+
.3360E+03	+	b	i									+
.3400E+03	+	b	i									+
.3440E+03	+	b	i									+
.3480E+03	+	b	i									+
.3520E+03	+	b	i									+
.3560E+03	+	b	i									+
.3600E+03	+	b	i									+
.3640E+03	+	b	i									+
.3760E+03	+	b	i									+
.3880E+03	+	b	i									+

.4000E+03	+	b	+	+ bi
.4120E+03	+	ib	+	+
.4200E+03	+	b	+	+ bi
.4240E+03	+	b i	+	+
.4320E+03	+	b i	+	+
.4400E+03	+	b i	+	+
.4480E+03	+	b b	i+	+
.4520E+03	+	b b	i	+
.4560E+03	+	b b	+	+ i
.4640E+03	+	b	i	+
.4720E+03	+	b i	+	+
.4760E+03	+	b i	+	+
.4800E+03	+	b	+	+ bi

	PétroleHEHZ	PétroleTerminOZ1	PétroleRAZ
MINIMUM	.6800E+05	.7384E+05	.5110E+04
MAXIMUM	.1506E+06	.2843E+06	.8470E+04

PLOT NUMBER 3
 SCALES OF PLOT

c=PétroleHEHZ	.510E+05	.170E+06	.289E+06
g=PétroleTermini	.563E+05	.188E+06	.319E+06
h=PétroleRAZ	.383E+04	.128E+05	.217E+05

HOURS	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
.0000E+00	+	c		g			+					+ ch
.8000E+01	+	c	g				+					+ ch
.1600E+02	+	c	g				+					+ ch
.2000E+02	+	cg					+					+ ch
.2800E+02	+	ghc					+					+
.3200E+02	+	hcg					+					+
.4000E+02	+	hc	g				+					+
.4800E+02	+	c		g			+					+ ch
.5600E+02	+	hc		g	g		+					+
.6400E+02	+	hc		g	g		+					+
.7200E+02	+	hc	g				+					+
.8000E+02	+	hc	g				+					+
.8400E+02	+	hcg					+					+
.8800E+02	+	hcg					+					+
.9600E+02	+	hc	g				+					+
.1040E+03	+	hc		g	g		+					+
.1120E+03	+	hc		g	g		+					+
.1200E+03	+	hc		g	g		+					+
.1280E+03	+	hc	g				+					+
.1360E+03	+	hc	g				+					+
.1440E+03	+	h	c	g			+					+
.1520E+03	+	h	c	g	g		+					+
.1600E+03	+	h	c		g	g	+					+
.1680E+03	+	h	c		g	g	+					+
.1760E+03	+	h	c		g	g	+					+
.1840E+03	+	h	c		g	g	+					+
.1920E+03	+	h	c		g	g	+					+
.1960E+03	+	h	c		g	g	+					+
.2000E+03	+	h	c		g	g	+					+
.2080E+03	+	h	c		g	g	+					+
.2160E+03	+	h	c		g	g	+					+
.2240E+03	+	h	c		g	g	+					+
.2320E+03	+	h	c		g	g	+	g				+
.2400E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.2440E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.2520E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.2600E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.2680E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.2760E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.2840E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.2920E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3000E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3080E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3160E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3240E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3280E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3360E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3440E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3520E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3600E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+
.3640E+03	+	h	c		g	g	+	g	g			+

	PétroleHEHB	PétroleSP2	PétroleSP3
MINIMUM	.8659E+05	.7824E+04	.7843E+04
MAXIMUM	.1376E+06	.8080E+04	.8080E+04

PLOT NUMBER 4
 SCALES OF PLOT

d=PétroleHEHB	.370E+05			.123E+06					.208E+06			
q=PétroleSP2	.306E+04			.102E+05					.173E+05			
r=PétroleSP3	.306E+04			.102E+05					.173E+05			
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
HOURS												
.0000E+00	+			d		+						+ dqr
.1200E+02	+			dq		+						+ qr
.2000E+02	+			d q		+						+ qr
.3200E+02	+			d rq		+						+
.4400E+02	+			d rq		+						+
.4800E+02	+			drq		+						+
.5200E+02	+			dq		+						+ dr
.5600E+02	+			q d		+						+ qr
.6800E+02	+			qd		+						+ qr
.8400E+02	+			d		+						+ dqr
.9200E+02	+			dq		+						+ qr
.1080E+03	+			d		+						+ dqr
.1120E+03	+			q d		+						+ qr
.1160E+03	+			q d		+						+ qr
.1320E+03	+			q d		+						+ qr
.1440E+03	+			qd		+						+ qr
.1560E+03	+			d		+						+ dqr
.1640E+03	+			qd		+						+ qr
.1680E+03	+			q d		+						+ qr
.1720E+03	+			q d		+						+ qr
.1760E+03	+			q d		+						+ qr
.1920E+03	+			q d		+						+ qr
.2040E+03	+			q d		+						+ qr
.2160E+03	+			q d		+						+ qr
.2240E+03	+			q d		+						+ qr
.2280E+03	+			q d		+						+ qr
.2320E+03	+			q d		+						+ qr
.2360E+03	+			q d		+						+ qr
.2440E+03	+			q d		+						+ qr
.2560E+03	+			q d		+						+ qr
.2680E+03	+			q d		+						+ qr
.2800E+03	+			q d		+						+ qr
.2840E+03	+			q d		+						+ qr
.2880E+03	+			q d		+						+ qr
.2920E+03	+			q d		+						+ qr
.3040E+03	+			q d		+						+ qr
.3160E+03	+			q d		+						+ qr
.3280E+03	+			q d		+						+ qr
.3440E+03	+			q d		+						+ qr
.3480E+03	+			q d		+						+ qr
.3520E+03	+			q d		+						+ qr
.3640E+03	+			q d		+						+ qr
.3760E+03	+			q d		+						+ qr
.3840E+03	+			q d		+						+ qr
.4000E+03	+			q d		+						+ qr
.4040E+03	+			q d		+						+ qr
.4080E+03	+			q d		+						+ qr
.4120E+03	+			q d		+						+ qr
.4240E+03	+			q d		+						+ qr
.4360E+03	+			q d		+						+ qr
.4480E+03	+			q d		+						+ qr
.4640E+03	+			q d		+						+ qr
.4680E+03	+			q d		+						+ qr
.4800E+03	+			q d		+						+ qr

	PétroleSBM	PétroleRAG	PétroleB
MINIMUM	.2400E+04	.2100E+05	.5862E+05
MAXIMUM	.1050E+05	.2100E+05	.2500E+06

PLOT NUMBER 5

SCALES OF PLOT

s=PétroleSBM	.180E+04	.615E+04	.105E+05
t=PétroleRAG	.158E+05	.525E+05	.893E+05
u=PétroleB	.593E+05	.198E+06	.336E+06

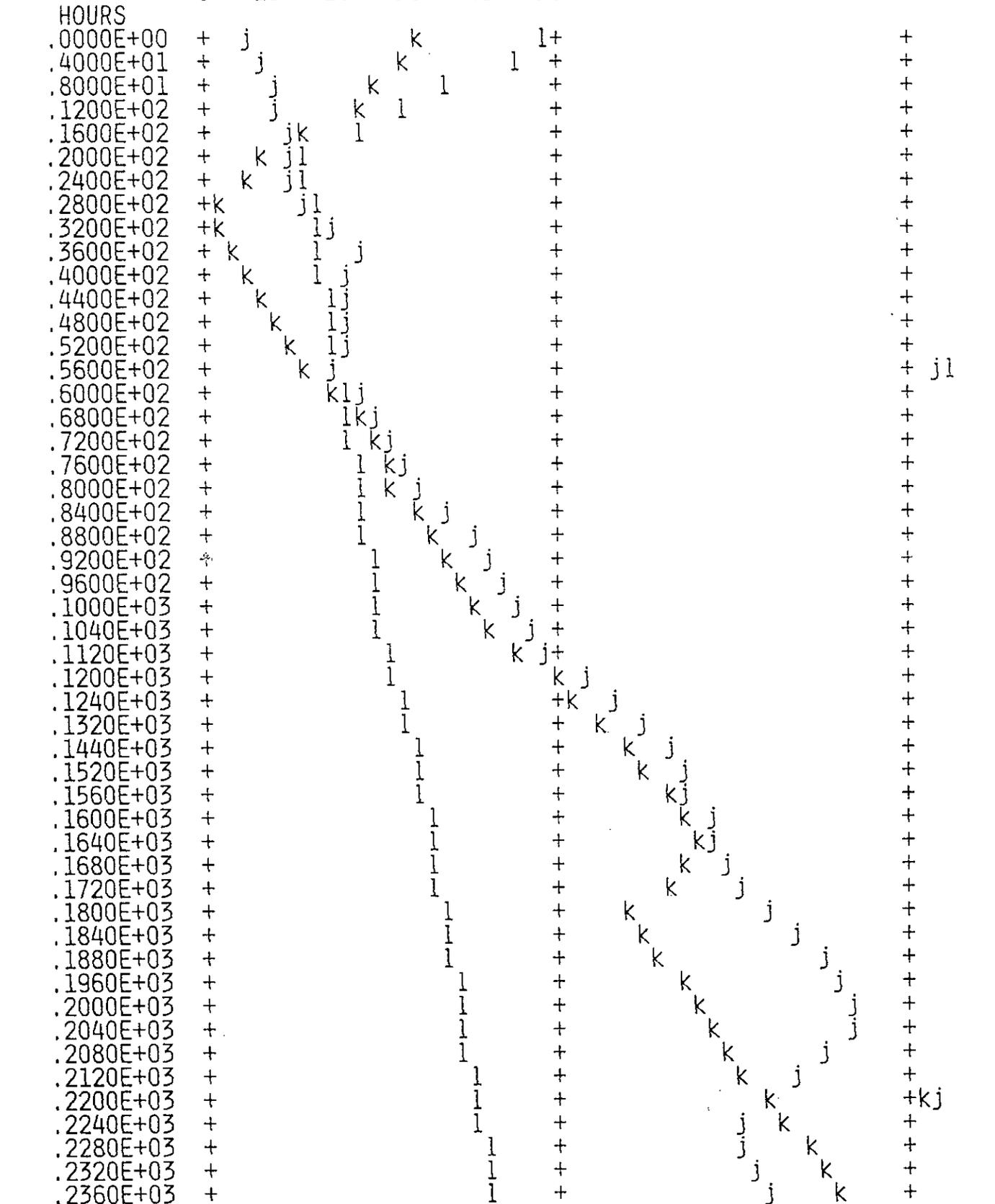
HOURS	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
.0000E+00	+	st				+		u				+
.4000E+01	+	t	s			+		u				+
.8000E+01	+	t		s		+		u				+
.1200E+02	+	t			s	+	s	u				+
.1600E+02	+	t				+		us				+
.2000E+02	+	t				+		u	s			+
.2400E+02	+	t				+	u			s		+
.2800E+02	+	t				+	u					s
.3200E+02	+	t				u+						s
.3600E+02	+	t				u	+					s
.4000E+02	+	t				u	+		s			+
.4400E+02	+	t			u	+		s				+
.4800E+02	+	t			u	+	s					+
.5200E+02	+	t			u	s	+					+
.5600E+02	+	t		u		+	s					+
.6000E+02	+	t		u		+		s				+
.6400E+02	+	t	u			+			s			+
.6800E+02	+	t	u			+						s
.7200E+02	+	t	u			+						s
.7600E+02	+	tu				+						s
.8000E+02	+	ut				+						s
.8400E+02	+	ut				+						s
.8800E+02	+	u	t			+						s
.1000E+03	+	u	t			+				s		+
.1040E+03	+	u	t			+		s				+
.1080E+03	+	u	t			+	s					+
.1120E+03	+	u	t			s	+					+
.1160E+03	+	u	t			+	s					+
.1200E+03	+	u	t			+		s				+
.1240E+03	+	u	t			+				s		+
.1280E+03	+	u	t			+					s	+
.1360E+03	+	u	t			+					s	+
.1440E+03	+	u	t			+					s	+
.1520E+03	+	ut				+					s	+
.1560E+03	+	t				+			s			+
.1600E+03	+	tu				+		s				+
.1640E+03	+	tu				+	s					+
.1680E+03	+	t	u		s	+						+
.1720E+03	+	t	u			s	+					+
.1760E+03	+	t	u			+		s				+
.1800E+03	+	t	u			+			s			+
.1840E+03	+	t	u			+						s+
.1960E+03	+	t	u			+						s+
.2000E+03	+	t	u			+						s+
.2040E+03	+	t	u			+						s+
.2080E+03	+	t	u			+						s+
.2120E+03	+	t	u			+						s+
.2160E+03	+	t	u			+			s			+
.2200E+03	+	t	u			+		s				+
.2240E+03	+	t	u			s	+					+
.2280E+03	+	t	u		s	+						+

.2320E+03	+	t			S	+				+
.2360E+03	+	t				+		S		+
.2400E+03	+	t				+			S	+
.2440E+03	+	t				+				+
.2480E+03	+	t				+			S	+
.2560E+03	+	t				+				S+
.2640E+03	+	t				+				S+
.2720E+03	+	t				+				S+
.2760E+03	+	t				+			S	+
.2800E+03	+	t				+		S		+
.2840E+03	+	t				+	S			+
.2880E+03	+	t				+				+
.2920E+03	+	t				+	S			+
.2960E+03	+	t				+		S		+
.3000E+03	+	t				+			S	+
.3040E+03	+	t				+				S+
.3080E+03	+	t				+				S
.3160E+03	+	t				+				S
.3240E+03	+	t				+				S
.3320E+03	+	t				+				S
.3360E+03	+	t				+			S	+
.3400E+03	+	t				+		S		+
.3440E+03	+	t				+	S			+
.3480E+03	+	t				+		S		+
.3520E+03	+	t				+			S	+
.3560E+03	+	t				+				S
.3680E+03	+	t				+				S
.3720E+03	+	t				+				S
.3760E+03	+	t				+				S
.3800E+03	+	t				+				S
.3840E+03	+	t				+				S
.3880E+03	+	t				+				S
.3920E+03	+	t				+			S	+
.3960E+03	+	t				+		S		+
.4000E+03	+	t				+	S			+
.4040E+03	+	t				+				+
.4080E+03	+	t				+		S		+
.4120E+03	+	t				+			S	+
.4160E+03	+	t				+				+
.4200E+03	+	t				+			S	+
.4240E+03	+	t				+				S
.4280E+03	+	t				+				S
.4360E+03	+	t				+				S
.4440E+03	+	t				+				S
.4520E+03	+	t				+		S		+
.4560E+03	+	t				+			S	+
.4600E+03	+	t				+	S			+
.4640E+03	+	t				+				+
.4680E+03	+	t				+	S			+
.4720E+03	+	t				+		S		+
.4760E+03	+	t				+			S	+
.4800E+03	+	t				+				S+

	GNLGL1Z	GNLGL2Z	GNLGL4Z
MINIMUM	.6850E+05	.4727E+05	.7321E+05
MAXIMUM	.230E+06	.255E+06	.1828E+06

PLOT NUMBER 8
 SCALES OF PLOT

j=GNLGL1Z	.451E+05	.150E+06	.255E+06
k=GNLGL2Z	.451E+05	.150E+06	.255E+06
l=GNLGL4Z	.432E+05	.144E+06	.245E+06



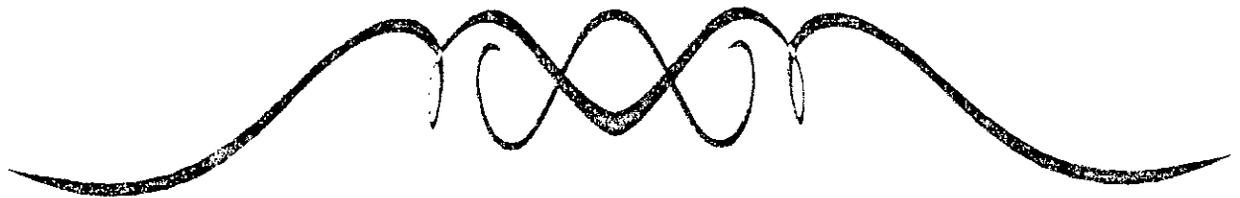
	GNLGL1K	C3GL1K	C4GL1K
MINIMUM	.4417E+05	.8230E+07	.4983E+07
MAXIMUM	.1953E+06	.8260E+07	.4994E+07

PLOT NUMBER 9
 SCALES OF PLOT

x=GNLGL1K	.435E+05				.145E+06				.247E+06			
y=C3GL1K	.618E+07				.206E+08				.350E+08			
z=C4GL1K	.374E+07				.125E+08				.212E+08			
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
HOURS												
.0000E+00	+					X	+					+
.8000E+01	+					X	+					+
.1200E+02	+					X	+					+
.2000E+02	+					X	+					+
.2400E+02	+					X	+					+
.2800E+02	+					X	+					+
.3200E+02	+					X	+					+
.3600E+02	+					X	+					+
.4000E+02	+					X	+					+
.4400E+02	+					X	+					+
.5200E+02	+					X	+					+
.6400E+02	+					X	+					+
.6800E+02	+					X	+					+
.7200E+02	+					X	+					+
.7600E+02	+					X	+					+
.8400E+02	+					X	+					+
.8800E+02	+					X	+					+
.1000E+03	+					X	+					+
.1120E+03	+					X	+					+
.1200E+03	+					X	+					+
.1280E+03	+					X	+					+
.1320E+03	+					X	+					+
.1360E+03	+					X	+					+
.1400E+03	+					X	+					+
.1480E+03	+					X	+					+
.1600E+03	+					X	+					+
.1640E+03	+					X	+					+
.1680E+03	+					X	+					+
.1720E+03	+					X	+					+
.1760E+03	+					X	+					+
.1800E+03	+					X	+					+
.1840E+03	+					X	+					+
.1880E+03	+					X	+					+
.2040E+03	+					X	+					+
.2080E+03	+					X	+					+
.2120E+03	+					X	+					+
.2200E+03	+					X	+					+
.2240E+03	+					X	+					+
.2320E+03	+					X	+					+
.2360E+03	+					X	+					+
.2440E+03	+					X	+					+
.2480E+03	+					X	+					+
.2560E+03	+					X	+					+
.2640E+03	+					X	+					+
.2680E+03	+					X	+					+
.2760E+03	+					X	+					+
.2800E+03	+					X	+					+
.2840E+03	+					X	+					+
.2880E+03	+					X	+					+
.2960E+03	+					X	+					+

.4520E+03	+	y	+	+ yz
.4560E+03	+	y	+	+ yz
.4600E+03	+	v	+	+ yz
.4640E+03	+	y	+	+ yz
.4680E+03	+	y	+	+ yz
.4720E+03	+	y	+	+ yz
.4760E+03	+	y	+	+ yz
.4800E+03	+	y	+	+ yz

ANNEXE F



*PROGRAMMES SOUS
PERTURBATIONS*

F.1. PROGRAMME PRINCIPAL ET SUBROUTINE STATE

SSTORAGE:2
 SNOTLARGE
 Spagesize:60

```
COMMON/SCOM1/ATTRIB(100),DD(100),DDL(100),DTNOW,II,MFA,MSTOP
1,NCLNR,NCRDR,NPRNT,NNRUN,NNSET,NTAPE,SS(100),SSL(100),TNEXT
2,TNOW,XX(100)
```

```
COMMON/INJTO/DGRHR,DLTHR,DCTHR
```

```
NNSET=16000
NCRDR=5
NPRNT=0
NTAPE=7
CALL SLAM
STOP
END
```

```
FUNCTION USERF(IFN)
```

```
COMMON/SCOM1/ATTRIB(100),DD(100),DDL(100),DTNOW,II,MFA,MSTOP
1,NCLNR,NCRDR,NPRNT,NNRUN,NNSET,NTAPE,SS(100),SSL(100),TNEXT
2,TNOW,XX(100)
```

```
COMMON/INJTO/DGRHR,DLTHR,DCTHR
```

```
GOTO (1,2,3),IFN
```

```
1 IF(DGRHR.GT.2.19E6) USERF=(DGRHR-2.19E6)/DGRHR
RETURN
2 IF(DLTHR.GT.76.) USERF=(DLTHR-76.)/DLTHR
RETURN
3 IF(DCTHR.GT.251.) USERF=(DCTHR-251.)/DCTHR
RETURN
END
```

```
SUBROUTINE STATE
```

```
COMMON/SCOM1/ATTRIB(100),DD(100),DDL(100),DTNOW,II,MFA,MSTOP
1,NCLNR,NCRDR,NPRNT,NNRUN,NNSET,NTAPE,SS(100),SSL(100),TNEXT
2,TNOW,XX(100)
```

```
C*** COEFFICIENTS DE PERTE
```

```
CA=.02
CGK=.15
CG1Z=.15
CG2Z=.2
CG4Z=.16
CLZ=.008
```

C*** PROPORTIONS

PPHB=.21
 PPHK=.45
 PPHZ=.34
 PGME=.18
 PGK=.20
 PGO=.17
 PGZ0=.04
 PGZ13=.28
 PGZ2=.13
 PC3Z=.53
 PC4Z=.47
 PGL1Z=1.7E-3
 PGL2Z=2.3E-3
 PGL4Z=1.7E-3
 PC3L2Z=1.6E-4
 PC4L2Z=1.2E-4
 PGLK=1E-3
 PC3K=9E-5
 PC4K=5E-5

C**** DECLARATION DES DEBITS

DGHHR=9.82E6*MIN(XX(16),XX(23))
 DGHR=4.66E6*XX(16)
 DCHR=2510.*MIN(XX(16),XX(25))*XX(47)
 DCTHR=DCHR*(1-XX(47))
 DLPHR=763.*MIN(XX(16),XX(24))*XX(45)
 DLRHR=DLPHR*(1-XX(45))
 IF(DLRHR.GT.114.) DLTHR=DLRHR-114.
 DGR=5.21E5*XX(28)
 DEGG=3.37E5*XX(36)
 DGSHR=DGHR+DGR-DEGG
 DEGME=DGSHR*PGME*XX(37)
 DEGO=DGSHR*PGO*XX(34)
 DEGK=DGSHR*PGK*MIN(XX(35),XX(22))
 DEGZ0=DGSHR*PGZ0*MIN(XX(31),XX(20))
 DEGZ13=DGSHR*PGZ13*MIN(XX(32),XX(18))
 DEGZ2=DGSHR*PGZ2*MIN(XX(33),XX(19))
 DGRHR=DGSHR-(DEGME+DEGO+DEGK+DEGZ0+DEGZ13+DEGZ2)
 DSGG=DEGG*(1-CA)
 DSGME=DEGME*(1-CA)
 DSGO=DEGO*(1-CA)
 DSGK=DEGK*(1-CA)
 DSGZ0=DEGZ0*(1-CA)
 DSGZ13=DEGZ13*(1-CA)
 DSGZ2=DEGZ2*(1-CA)
 DLNZ=155.*XX(30)*XX(69)
 DLSHR=745.*XX(42)*XX(44)*XX(69)

```

DESP=DLNZ+DLSHR
DNZ=2400.*XX(43)*XX(46)*XX(61)
ISOMME=XX(49)+XX(51)+XX(53)
DPEH=5800.*XX(26)*MIN(1,ISOMME)
DPEHZ=DPEH*PPHZ*XX(49)
DPEHB=DPEH*PPHB*XX(51)
DPEHK=DPEH*PPHK*XX(53)
IF((XX(49).EQ.0).AND.(XX(51)+XX(53).EQ.2))GOTO 1
IF((XX(51).EQ.0).AND.(XX(49)+XX(53).EQ.2))GOTO 2
IF((XX(53).EQ.0).AND.(XX(49)+XX(51).EQ.2))GOTO 3
IF(XX(49)+XX(51).EQ.0)GOTO 4
IF(XX(49)+XX(53).EQ.0)GOTO 5
IF(XX(51)+XX(53).EQ.0)GOTO 6
1 DPEHB=(DPEH*PPHB+526.)*XX(51)
  DPEHK=(DPEH*PPHK+1315.)*XX(53)
  GOTO 7
2 DPEHZ=(DPEH*PPHZ+748.)*XX(49)
  DPEHK=(DPEH*PPHK+769.)*XX(53)
  GOTO 7
3 DPEHB=(DPEH*PPHB+712.)*XX(51)
  DPEHZ=(DPEH*PPHZ+1730.)*XX(49)
  GOTO 7
4 DPEHK=(DPEH*PPHK-3358.)*XX(53)
  GOTO 7
5 DPEHB=(DPEH*PPHB+4283.)*XX(51)
  GOTO 7
6 DPEHZ=(DPEH*PPHZ+3959.)*XX(49)
7 DCEHB=382.*XX(29)*XX(55)
  DEOZ=1800.*XX(38)*XX(48)*XX(57)
  DPIZ=600.*XX(27)*XX(38)*XX(57)
  DSOZ=DEOZ+DPIZ
  DOK=2400.*XX(41)*XX(52)*XX(85)
  DERAZ=355.*XX(56)*XX(59)
  DCRAZ=303.*XX(15)*XX(58)
  DEPZ=3750.*XX(1)*XX(56)
  DECZ=3000.*XX(7)*XX(60)
  DEGL1Z=DSGZ13*(1-CG1Z)*PGL1Z*XX(63)
  DEGL2Z=DSGZ2*(1-CG2Z)*PGL2Z*XX(65)
  DEGL4Z=DSGZ0*(1-CG4Z)*PGL4Z*XX(67)
  DSG1Z=4900.*XX(4)*XX(62)
  DSG2Z=4900.*XX(5)*XX(64)
  DSG4Z=6000.*XX(6)*XX(66)
  DC3L2Z=DSGZ2*(1-CG2Z)*PC3L2Z*XX(71)
  DC4L2Z=DSGZ2*(1-CG2Z)*PC4L2Z*XX(73)
  DLCZ=878.*XX(21)*XX(68)
  DC3SZ=DLCZ*(1-CLZ)*PC3Z*XX(71)
  DC4SZ=DLCZ*(1-CLZ)*PC4Z*XX(73)
  DEC3Z=1608.*XX(2)*XX(71)
  DEC4Z=1595.*XX(3)*XX(73)

```

DERAK=2000.*XX(87)*XX(84)
 DCRAK=1950.*XX(17)*XX(86)
 DEPK=1500.*XX(10)*XX(84)
 DSGLK=DSGK*(1-CGK)*PGLK*XX(89)
 DEGNLK=4900.*XX(13)*XX(88)
 DSC3K=DSGK*(1-CGK)*PC3K*XX(91)
 DEC3K=821.*XX(11)*XX(90)
 DSC4K=DSGK*(1-CGK)*PC4K*XX(93)
 DEC4K=1333.*XX(12)*XX(92)

C*** LA LIGNE HAUD EL HAMRA - BEJAIA

DPEOB=1500.*XX(39)*XX(50)
 DCOB=1500.*XX(39)*XX(54)*XX(75)
 DESP2=2.*XX(39)*XX(76)*XX(50)
 DSSP2=2.
 DESP3=2.*XX(39)*XX(77)*XX(50)
 DSSP3=2.
 DESBM=334.*XX(39)*XX(79)*XX(50)
 DSSBM=334.*XX(40)*XX(78)*XX(81)
 DERAG=334.*XX(40)*XX(81)*XX(39)*XX(50)
 DCRAG=334.*XX(16)*XX(80)
 DPEB=832.*XX(39)*XX(50)*XX(83)
 IF(XX(83).EQ.0)GOTO 8
 IF((XX(79).EQ.1).AND.(XX(81).EQ.0))DPEB=1166.*XX(39)*XX(50)
 IF((XX(79)+XX(81)).EQ.0)DPEB=1500.*XX(39)*XX(50)
 IF((XX(79).EQ.0).AND.((XX(81)+XX(40)).NE.0)) DEPB=1166.*XX(39)*XX(50)
 GOTO 9
 8 IF((XX(79).EQ.1).AND.(XX(81).EQ.0))DESBM=1500.*XX(39)*XX(50)
 IF((XX(79)+XX(81)).EQ.2)DESBM=1500.*XX(39)*XX(50)-334.*XX(40)
 IF((XX(79).EQ.0).AND.((XX(81)*XX(40)).NE.0))DERAG=1500.
 IF(((XX(79)+XX(85)+XX(40)).EQ.0).AND.(XX(77).EQ.1))
 aDESP3=1500.*XX(39)*XX(50)
 IF(((XX(79)+XX(81)+XX(40)+XX(77)).EQ.0).AND.(XX(76).EQ.1))
 eDESP2=1500.*XX(39)*XX(50)
 IF((XX(79)+XX(81)+XX(40)+XX(77)+XX(76)).EQ.0)DPEOB=0.

C*** AU NIVEAU DE HAUD EL HAMRA

9 IF((MOD(TNOW,59).LE.44).AND.(DPEOB.NE.0.))DCOB=0.
 IF((MOD(TNOW,59).GT.44).AND.(DCOB.NE.0.))DPEOB=0.

C*** AU NIVEAU DE SP2

IF((XX(54)*XX(81)).EQ.0)GOTO 10
 IF((MOD(TNOW,59).LE.9).OR.(MOD(TNOW,59).GT.53)) DESP2=0.

C*** AU NIVEAU DE SP3

IF((MOD(TNOW,59).GT.20).AND.(MOD(TNOW,59).LE.35)) DESP3=0.

C*** AU NIVEAU DE SBM

```

IF((XX(79)+XX(83)).EQ.0)GOTO 11
IF((XX(39)*XX(50)).EQ.0)GOTO 12
IF((MOD(TNOW,59).LE.37).OR.(MOD(TNOW,59).GT.52)) GOTO 13
DESBM=0.
DERAG=DSSBM
GOTO 14
13 DSSBM=0.
12 DERAG=DSSBM
GOTO 14
11 IF(MOD(TNOW-XX(94),59).LE.7).OR.(MOD(TNOW-XX(94),59).GT.22) DSSBM=0.
ELSE DERAG=DSSBM

C*** AU NIVEAU DE BEJAIA
14 IF((XX(50)*XX(39)).EQ.0)GOTO 10
IF(XX(77).EQ.0)GOTO 15
IF((MOD(TNOW,59).LE.13).OR.(MOD(TNOW,59).GT.57)) DPEB=0.
ELSE DCOB=0.
GOTO 10
15 IF((MOD(TNOW-XX(94),59).GT.9).AND.(MOD(TNOW-XX(94),59).LE.24))
aGOTO 16
IF((MOD(TNOW-XX(94),59).GT.24).AND.(MOD(TNOW-XX(94),59).LE.53))
bDCOB=0.
IF((MOD(TNOW-XX(94),59).LE.9).OR.(MOD(TNOW-XX(94),59).GT.53))
cDPEB=0.
GOTO 10
16 DPEB=832.*XX(39)*XX(50)*XX(83)
DCOB=0.
10 DEPB=1500.*XX(8)*XX(82)
DECB=500.*XX(9)*XX(80)

C*** EQUATIONS D'ETAT DECRIVANT L'EVOLUTION DES NIVEAUX DE
STOCK

C*** GPL ET CONDENSAT AU CSTF
SS(1)=SSL(1)+DTNOW*(DLEHR-DLSHR)
SS(2)=SSL(2)+DTNOW*(DCEHR-DNZ)

C*** PETROLE ET CONDENSAT A HEH
SS(3)=SSL(3)+DTNOW*(DPEHZ-DEOZ)
SS(4)=SSL(4)+DTNOW*(DPEHB-DPEOB)
SS(5)=SSL(5)+DTNOW*(DPEHK-DOK)
SS(6)=SSL(6)+DTNOW*(DCEHB-DCOB)

C*** PETROLE AU TERMINAL ARRIVEE DE L'OZ.1
SS(7)=SSL(7)+DTNOW*(DSOZ-DERAZ-DEPZ)

C*** PETROLE A LA RAFFINERIE D'ARZEW
SS(8)=SSL(8)+DTNOW*(DERAZ-DCRAZ)

```

C*** CONDENSAT AU PORT D'ARZEW
SS(9)=SSL(9)+DTNOW*(DNZ-DECZ)

C*** GNL A LA SORTIE DES UNITES DE LIQUEFACTION D'ARZEW
SS(10)=SSL(10)+DTNOW*(DEGL1Z-DSGL1Z)
SS(11)=SSL(11)+DTNOW*(DEGL2Z-DSGL2Z)
SS(12)=SSL(12)+DTNOW*(DEGL4Z-DSGL4Z)

C*** GPL A L'ENTREE DES UNITES DE SEPARATION D'ARZEW
SS(13)=SSL(13)+DTNOW*(DESP-DLCZ)

C*** PROPANE ET BUTANE PRODUITS A ARZEW
SS(14)=SSL(14)+DTNOW*(DC3SZ+DC3L2Z-DEC3Z)
SS(15)=SSL(15)+DTNOW*(DC4SZ+DC4L2Z-DEC4Z)

C*** CONDENSAT AU PORT DE BEJAIA
SS(16)=SSL(16)+DTNOW*(DCOB-DECB)

C*** PETROLE LE LONG DE LA LIGNE OB.1
SS(17)=SSL(17)+DTNOW*(DESP2-DSSP2)
SS(18)=SSL(18)+DTNOW*(DESP3-DSSP3)
SS(19)=SSL(19)+DTNOW*(DESBM-DSSBM)
SS(20)=SSL(20)+DTNOW*(DERAG-DCRAG)
SS(21)=SSL(21)+DTNOW*(DPEB-DPSB)

C*** PETROLE AU TERMINAL ARRIVEE DE L'OK.1
SS(22)=SSL(22)+DTNOW*(DOK-DERAK-DEPK)

C*** PETROLE A LA RAFFINERIE DE SKIKDA
SS(23)=SSL(23)+DTNOW*(DERAK-DCRAK)

C*** GNL A LA SORTIE DU GLIK
SS(24)=SSL(24)+DTNOW*(DSGLK-DEGNLK)

C*** PROPANE ET BUTANE A LA SORTIE DU GLIK
SS(25)=SSL(25)+DTNOW*(DSC3K-DEC3K)
SS(26)=SSL(26)+DTNOW*(DSC4K-DEC4K)

C*** REINJECTION ET TORCHAGE
SS(27)=SSL(27)+DTNOW*DGRHR
SS(28)=SSL(28)+DTNOW*DLTHR
SS(29)=SSL(29)+DTNOW*DCTHR

RETURN
END

F.2. PROGRAMME SLAM

GEN.KERRI & KERRI, HYDROCARBURES, 05/18/96, 1;
 LIMITS, 13, 3, 1000;
 CONTINUOUS, 0.29, ,, 1;
 RECORD(1), TNOW, HEURES, 0, B, 1, ;
 VAR, SS(1), a, GPLCSTF, 117E3, 663E3;
 VAR, SS(2), b, LGNCSTF, 42750, 242250;
 VAR, SS(3), c, PétroleHEHZ, 51E3, 289E3;
 VAR, SS(4), d, PétroleHEHB, 37E3, 208250;
 VAR, SS(5), e, PétroleHEHK, 525E2, 2975E2;
 VAR, SS(6), f, LGNHEHB, 15750, 89250;
 VAR, SS(7), g, PétroleTerminOZ1, 56250, 318750;
 VAR, SS(8), h, P, troleRAZ, 3834, 21726;
 VAR, SS(9), i, LGNZ, 78750, 446250;
 VAR, SS(10), j, GNLGL1Z, 451E2, 2551E2;
 VAR, SS(11), k, GNLGL2Z, 451E2, 2551E2;
 VAR, SS(12), l, GNLGL4Z, 432E2, 2448E2;
 VAR, SS(13), m, GPLGPZ, 9116, 51149;
 VAR, SS(14), n, C3GPZ, 37800, 214200;
 VAR, SS(15), o, C4GPZ, 33900, 192100;
 VAR, SS(16), p, LGNB, 33750, 191250;
 VAR, SS(17), q, PétroleSP2, 3060, 17340;
 VAR, SS(18), r, PétroleSP3, 3060, 17340;
 VAR, SS(19), s, PétroleSBM, 1800, 10500;
 VAR, SS(20), t, PétroleRAG, 15750, 89250;
 VAR, SS(21), u, PétroleB, 59250, 335750;
 VAR, SS(22), v, PétroleTerminOK1, 113250, 641750;
 VAR, SS(23), w, P, troleRAK, 21600, 122400;
 VAR, SS(24), x, GNLGL1K, 435E2, 2465E2;
 VAR, SS(25), y, C3GL1K, 6.18E6, 3.5E7;
 VAR, SS(26), z, C4GL1K, 3.74E6, 2.12E7;
 TIMST, XX(1), PTANKERZ;
 TIMST, XX(2), C3TANKERZ;
 TIMST, XX(3), C4TANKERZ;
 TIMST, XX(4), METHANIERGL1Z;
 TIMST, XX(5), METHANIERGL2Z;
 TIMST, XX(6), METHANIERGL4Z;
 TIMST, XX(7), LGNTANKERZ;
 TIMST, XX(8), PTANKERB;
 TIMST, XX(9), LGNTANKERB;
 TIMST, XX(10), PTANKERK;
 TIMST, XX(11), C3TANKERK;
 TIMST, XX(12), C4TANKERK;
 TIMST, XX(13), METHANIERK;
 INTLC, SS(1)=1.56E5, SS(2)=5.7E4, SS(3)=6.8E4;
 INTLC, SS(4)=4.9E4, SS(5)=7E4, SS(6)=2.1E4;
 INTLC, SS(7)=7.5E4, SS(8)=5.11E3, SS(9)=1.05E5;

INTLC,SS(10)=6E4,SS(11)=6E4,SS(12)=5.76E4;
 INTLC,SS(13)=1.22E4,SS(14)=5.04E4,SS(15)=4.52E4;
 INTLC,SS(16)=4.5E4,SS(17)=4.08E3,SS(18)=4.08E3;
 INTLC,SS(19)=2.4E3,SS(20)=2.1E4,SS(21)=7.9E4;
 INTLC,SS(22)=1.51E5,SS(23)=2.88E4,SS(24)=5.8E4;
 INTLC,SS(25)=8.24E6,SS(26)=4.99E6;
 INTLC,XX(1)=0,XX(2)=0,XX(3)=0;
 INTLC,XX(4)=0,XX(5)=0,XX(6)=0;
 INTLC,XX(7)=0,XX(8)=0,XX(9)=0;
 INTLC,XX(10)=0,XX(11)=0,XX(12)=0;
 INTLC,XX(13)=0,XX(14)=1,XX(15)=1;
 INTLC,XX(16)=1,XX(17)=1,XX(18)=1,XX(19)=1;
 INTLC,XX(20)=1,XX(21)=1,XX(22)=1,XX(23)=1,XX(24)=1;
 INTLC,XX(25)=1,XX(26)=1,XX(27)=1,XX(28)=1,XX(29)=1;
 INTLC,XX(30)=1,XX(31)=1,XX(32)=1,XX(33)=1,XX(34)=1;
 INTLC,XX(35)=1,XX(36)=1,XX(37)=1,XX(38)=1,XX(39)=1;
 INTLC,XX(40)=1,XX(41)=1,XX(42)=1,XX(43)=1,XX(44)=1;
 INTLC,XX(45)=1,XX(46)=1,XX(47)=1,XX(48)=1,XX(49)=1;
 INTLC,XX(50)=1,XX(51)=1,XX(52)=1,XX(53)=1,XX(54)=1;
 INTLC,XX(55)=1,XX(56)=1,XX(57)=1,XX(58)=1,XX(59)=1;
 INTLC,XX(60)=1,XX(61)=1,XX(62)=1,XX(63)=1,XX(64)=1;
 INTLC,XX(65)=1,XX(66)=1,XX(67)=1,XX(68)=1,XX(69)=1;
 INTLC,XX(70)=1,XX(71)=1,XX(72)=1,XX(73)=1,XX(74)=1;
 INTLC,XX(75)=1,XX(76)=1,XX(77)=1,XX(78)=1,XX(79)=1;
 INTLC,XX(80)=1,XX(81)=1,XX(82)=1,XX(83)=1,XX(84)=1;
 INTLC,XX(85)=1,XX(86)=1,XX(87)=1,XX(88)=1,XX(89)=1;
 INTLC,XX(90)=1,XX(91)=1,XX(92)=1,XX(93)=1,XX(94)=500;

NETWORK;

RESOURCE/PPORZ(2),1;
 RESOURCE/C3PORZ(2),2;
 RESOURCE/C4PORZ(2),3;
 RESOURCE/GNLPOR1Z(2),4;
 RESOURCE/GNLPOR2Z(2),5;
 RESOURCE/GNLPOR4Z(2),6;
 RESOURCE/CPORZ(2),7;
 RESOURCE/PPORB(2),8;
 RESOURCE/CPORB(1),9;
 RESOURCE/PPORK(2),10;
 RESOURCE/C3PORK(1),11;
 RESOURCE/C4PORK(1),12;
 RESOURCE/GNLPORK(2),13;

PORT D'ARZEW

ENLEVEMENT DU PETROLE

CREATE,EXPON(48);
 AWAIT(1),PPORZ/1;

```
ASSIGN,XX(1)=XX(1)+1;  
ACT,26.;  
ASSIGN,XX(1)=XX(1)-1;  
FREE,PPORZ/1;  
TERM;
```

:ENLEVEMENT DU PROPANE

```
CREATE,EXPON(57);  
AWAIT(2),C3PORZ/1;  
ASSIGN,XX(2)=XX(2)+1;  
ACT,19.;  
ASSIGN,XX(2)=XX(2)-1;  
FREE,C3PORZ/1;  
TERM;
```

:ENLEVEMENT DU BUTANE

```
CREATE,EXPON(134);  
AWAIT(3),C4PORZ/1;  
ASSIGN,XX(3)=XX(3)+1;  
ACT,39.;  
ASSIGN,XX(3)=XX(3)-1;  
FREE,C4PORZ/1;  
TERM;
```

:ENLEVEMENT DU GNL PRODUIT AU GL1Z

```
CREATE,EXPON(48);  
AWAIT(4),GNLPOR1Z/1;  
ASSIGN,XX(4)=XX(4)+1;  
ACT,17.;  
ASSIGN,XX(4)=XX(4)-1;  
FREE,GNLPOR1Z/1;  
TERM;
```

:ENLEVEMENT DU GNL PRODUIT AU GL2Z

```
CREATE,EXPON(48);  
AWAIT(5),GNLPOR2Z/1;  
ASSIGN,XX(5)=XX(5)+1;  
ACT,10.;  
ASSIGN,XX(5)=XX(5)-1;  
FREE,GNLPOR2Z/1;  
TERM;
```

ENLEVEMENT DU GNL PRODUIT AU GL4Z

```
CREATE,EXPON(218);
AWAIT(6),GNLPOR4Z/1;
ASSIGN,XX(6)=XX(6)-1;
ACT,6.;
ASSIGN,XX(6)=XX(6)-1;
FREE,GNLPOR4Z/1;
TERM;
```

ENLEVEMENT DU CONDENSAT

```
CREATE,EXPON(38);
AWAIT(7),CPORZ/1;
ASSIGN,XX(7)=XX(7)+1;
ACT,30.;
ASSIGN,XX(7)=XX(7)-1;
FREE,CPORZ/1;
TERM;
```

PORT DE BEJAIA

ENLEVEMENT DU PETROLE

```
CREATE,EXPON(160);
AWAIT(8),PPORB/1;
ASSIGN,XX(8)=XX(8)+1;
ACT,57.;
ASSIGN,XX(8)=XX(8)-1;
FREE,PPORB/1;
TERM;
```

ENLEVEMENT DU CONDENSAT

```
CREATE,EXPON(160);
AWAIT(9),CPORB/1;
ASSIGN,XX(9)=XX(9)+1;
ACT,39.;
ASSIGN,XX(9)=XX(9)-1;
FREE,CPORB/1;
TERM;
```

PORT DE SKIKDA

ENLEVEMENT DU PETROLE

```
CREATE,EXPON(247);
AWAIT(10),PPORK/1;
```

```
ASSIGN,XX(10)=XX(10)+1;  
ACT,40.;  
ASSIGN,XX(10)=XX(10)-1;  
FREE,PPORK/1;  
TERM;
```

```
;ENLEVEMENT DU PROPANE
```

```
CREATE,EXPON(180);  
AWAIT(11),C3PORK/1;  
ASSIGN,XX(11)=XX(11)+1;  
ACT,14.;  
ASSIGN,XX(11)=XX(11)-1;  
FREE,C3PORK/1;  
TERM;
```

```
;ENLEVEMENT DU BUTANE
```

```
CREATE,EXPON(118);  
AWAIT(12),C4PORK/1;  
ASSIGN,XX(12)=XX(12)+1;  
ACT,3.;  
ASSIGN,XX(12)=XX(12)-1;  
FREE,C4PORK/1;  
TERM;
```

```
;ENLEVEMENT DU GNL
```

```
CREATE,EXPON(65);  
AWAIT(13),GNLPORK/1;  
ASSIGN,XX(13)=XX(13)+1;  
ACT,10.;  
ASSIGN,XX(13)=XX(13)-1;  
FREE,GNLPORK/1;  
TERM;
```

```
;INTRODUCTION DES PERTURBATIONS
```

```
;AU NIVEAU DE HASSI RMEL
```

```
CREATE,,,1;  
HR ACT,EXPON(468);  
ASSIGN,XX(14)=UNFORM[0,1];  
ACT,78;  
ASSIGN,XX(14)=1;  
ACT,,,HR;  
CREATE,,,1;  
GR ACT,EXPON(470);  
ASSIGN,XX(28)=UNFORM[0,1];  
ACT,37;  
ASSIGN,XX(28)=1;
```

```
ACT,,,GR;  
CREATE,,,1;  
LNZ ACT, EXPON(146);  
ASSIGN,XX(30)=UNFORM[0,1];  
ACT,4;  
ASSIGN,XX(30)=1;  
ACT,,,LNZ;
```

```
;AU NIVEAU DE LA LIGNE HR-ARZEW
```

```
CREATE,,,1;  
GZ0 ACT, EXPON(592);  
ASSIGN,XX(31)=UNFORM[0,1];  
ACT,20;  
ASSIGN,XX(31)=1;  
ACT,,,GZ0;  
CREATE,,,1;  
GZ1 ACT, EXPON(615);  
ASSIGN,XX(32)=UNFORM[0,1];  
ACT,19;  
ASSIGN,XX(32)=1;  
ACT,,,GZ1;  
CREATE,,,1;  
GZ2 ACT, EXPON(615);  
ASSIGN,XX(33)=UNFORM[0,1];  
ACT,19;  
ASSIGN,XX(33)=1;  
ACT,,,GZ2;  
CREATE,,,1;  
NZ ACT, EXPON(650);  
ASSIGN,XX(43)=UNFORM[0,1];  
ACT,3;  
ASSIGN,XX(43)=1;  
ACT,,,NZ;  
CREATE,,,1;  
LZ ACT, EXPON(140);  
ASSIGN,XX(42)=UNFORM[0,1];  
ACT,4;  
ASSIGN,XX(42)=1;  
ACT,,,LZ;
```

```
;AU NIVEAU DES UNITES DE LIQUEFACTION D'ARZEW
```

```
CREATE,,,1;  
G1 ACT, EXPON(720);  
ASSIGN,XX(18)=UNFORM[0,1];  
ACT,36;  
ASSIGN,XX(18)=1;  
ACT,,,G1;  
CREATE,,,1;  
G2 ACT, EXPON(720);
```

```

ASSIGN,XX(19)=UNFORM[0,1];
ACT,34;
ASSIGN,XX(19)=1;
ACT,,,G2;
CREATE,,,1;
G4 ACT, EXPON(350);
ASSIGN,XX(20)=UNFORM[0,1];
ACT,35;
ASSIGN,XX(20)=1;
ACT,,,G4;
CREATE,,,1;
;
;AU NIVEAU DES UNITES GP1Z et GP2Z
CREATE,,,1;
GP ACT, EXPON(854);
ASSIGN,XX(21)=UNFORM[0,1];
ACT,24;
ASSIGN,XX(21)=1;
ACT,,,GP;
;
;AU NIVEAU DE LA LIGNE HR-SKIKDA
CREATE,,,1;
GK ACT, EXPON(546);
ASSIGN,XX(35)=UNFORM[0,1];
ACT,22;
ASSIGN,XX(35)=1;
ACT,,,GK;
;
;AU NIVEAU DE L'UNITE DE LIQUEFACTION DE SKIKDA
CREATE,,,1;
LK ACT, EXPON(725);
ASSIGN,XX(22)=UNFORM[0,1];
ACT,37;
ASSIGN,XX(22)=1;
ACT,,,LK;
;
;AU NIVEAU DE LA LIGNE HR-ALGER
CREATE,,,1;
GG ACT, EXPON(1035);
ASSIGN,XX(36)=UNFORM[0,1];
ACT,17;
ASSIGN,XX(36)=1;
ACT,,,GG;
;
;AU NIVEAU DE LA LIGNE HR-OUED SAFSAF
CREATE,,,1;
GO ACT, EXPON(548);
ASSIGN,XX(34)=UNFORM[0,1];
ACT,21;

```

ASSIGN,XX(34)=1;
ACT,,,GO;

;AU NIVEAU DE HAUD EL HAMRA

CREATE,,,1;
DE ACT, EXPON(2160);
ASSIGN,XX(26)=UNIFORM[0,1];
ACT,24;
ASSIGN,XX(26)=1;
ACT,,,DE;
CREATE,,,1;
NH ACT, EXPON(280);
ASSIGN,XX(29)=UNIFORM[0,1];
ACT,56;
ASSIGN,XX(29)=1;
ACT,,,NH;

;AU NIVEAU DE LA LIGNE HEH-ARZEW

CREATE,,,1;
OZ ACT, EXPON(425);
ASSIGN,XX(38)=UNIFORM[0,1];
ACT,5;
ASSIGN,XX(38)=1;
ACT,,,OZ;
CREATE,,,1;
IZ ACT, EXPON(300);
ASSIGN,XX(27)=UNIFORM[0,1];
ACT,3;
ASSIGN,XX(27)=1;
ACT,,,IZ;
CREATE,,,1;
RZ ACT, EXPON(361);
ASSIGN,XX(15)=UNIFORM[0,1];
ACT,41;
ASSIGN,XX(15)=1;
ACT,,,RZ;

;AU NIVEAU DE LA LIGNE HEH-BEJAJA

CREATE,,,1;
OB ACT, EXPON(2000);
ASSIGN,XX(39)=UNIFORM[0,1];
ACT,10;
ASSIGN,XX(39)=1;
ACT,,,OB;
CREATE,,,1;
OG ACT, EXPON(500);
ASSIGN,XX(40)=UNIFORM[0,1];
ACT,70;
ASSIGN,XX(40)=1;

```

ACT,,,OG;
CREATE,,,1;
RG ACT, EXPON(1043);
ASSIGN,XX(16)=UNFORM[0,1];
ACT,42;
ASSIGN,XX(16)=1;
ACT,,,RG;
;
;AU NIVEAU DE LA LIGNE HEH-SKIKDA
CREATE,,,1;
OK ACT, EXPON(300);
ASSIGN,XX(41)=UNFORM[0,1];
ACT,6;
ASSIGN,XX(41)=1;
ACT,,,OK;
CREATE,,,1;
RK ACT, EXPON(631);
ASSIGN,XX(17)=UNFORM[0,1];
ACT,193;
ASSIGN,XX(17)=1;
ACT,,,RK;
;
;AU NIVEAU DES PORTS
CREATE,,,1;
Z ACT, EXPON(97);
ALTER,PPORZ,-2;
ALTER,C3PORZ,-2;
ALTER,C4PORZ,-2;
ALTER,GNLPOR1Z,-2;
ALTER,GNLPOR2Z,-2;
ALTER,GNLPOR4Z,-2;
ALTER,CPORZ,-2;
ACT,18;
ALTER,PPORZ,+2;
ALTER,C3PORZ,+2;
ALTER,C4PORZ,+2;
ALTER,GNLPOR1Z,+2;
ALTER,GNLPOR2Z,+2;
ALTER,GNLPOR4Z,+2;
ALTER,CPORZ,+2;
ACT,,,Z;
;
CREATE,,,1;
B ACT,EXPON(97);
ALTER,PPORB,-2;
ALTER,CPORB,-1;
ACT,65;
ALTER,PPORB,+2;
ALTER,CPORB,+1;

```

```

ACT,,,B;
CREATE,,,1;
K ACT,EXPON(215);
  ALTER,PPORKZ,-2;
  ALTER,C3PORK,-1;
  ALTER,C4PORK,-1;
  ALTER,GNLPORK,-2;
  ACT,119;
  ALTER,PPORK,+2;
  ALTER,C3PORK,+1;
  ALTER,C4PORK,+1;
  ALTER,GNLPORK,+2;
  ACT,,,K;
;
;CONTROLE DE LA REINJECTION ET DU TORCHAGE ;
  DETECT,SS(27),XP,2.19E6;
  ASSIGN,XX(23)=USERF(1),SS(27)=0;
  TERM;
  DETECT,SS(27),XN,2.19E6;
  ASSIGN,SS(27)=0;
  TERM;
  DETECT,SS(28),XP,76.;
  ASSIGN,XX(24)=USERF(2),SS(28)=0;
  TERM;
  DETECT,SS(28),XN,76.;
  ASSIGN,SS(28)=0;
  TERM;
  DETECT,SS(29),XP,251.;
  ASSIGN,XX(25)=USERF(3),SS(29)=0;
  TERM;
  DETECT,SS(29),XN,251.;
  ASSIGN,SS(29)=0;
  TERM;
;
;CONTROLE DES NIVEAUX DE STOCK
;
  DETECT,SS(1),XP,6.63E5,3E4;
  ASSIGN,XX(45)=0;
  TERM;
  DETECT,SS(1),XN,6.24E5,3E4;
  ASSIGN,XX(45)=1;
  TERM;
  DETECT,SS(1),XN,1.17E5,5E3;
  ASSIGN,XX(44)=0;
  TERM;
  DETECT,SS(1),XP,1.56E5,7E3;
  ASSIGN,XX(44)=1;
  TERM;

```

DETECT,SS(2),XP,2.42E5,1E4;
ASSIGN,XX(47)=0;
TERM;
DETECT,SS(2),XN,2.28E5,1E4;
ASSIGN,XX(47)=1;
TERM;
DETECT,SS(2),XN,4.27E4,2E3;
ASSIGN,XX(46)=0;
TERM;
DETECT,SS(2),XP,5.7E4,2E3;
ASSIGN,XX(46)=1;
TERM;

DETECT,SS(3),XP,2.89E5,1E4;
ASSIGN,XX(49)=0;
TERM;
DETECT,SS(3),XN,2.72E5,1E4;
ASSIGN,XX(49)=1;
TERM;
DETECT,SS(3),XN,5.1E6,2E3;
ASSIGN,XX(48)=0;
TERM;
DETECT,SS(3),XP,6.8E4,3E3;
ASSIGN,XX(48)=1;
TERM;

DETECT,SS(4),XP,1.19E5,5E3;
ASSIGN,XX(51)=0;
TERM;
DETECT,SS(4),XN,1.12E5,5E3;
ASSIGN,XX(51)=1;
TERM;
DETECT,SS(4),XN,2.1E4,1E3;
ASSIGN,XX(50)=0;
TERM;
DETECT,SS(4),XP,2.8E4,1E3;
ASSIGN,XX(50)=1;
TERM;

DETECT,SS(5),XP,2.97E5,1E4;
ASSIGN,XX(53)=0;
TERM;
DETECT,SS(5),XN,2.8E5,1E4;
ASSIGN,XX(53)=1;
TERM;
DETECT,SS(5),XN,5.25E4,2E3;
ASSIGN,XX(52)=0;
TERM;

DETECT,SS(5),XP,7.E4,3E3;
ASSIGN,XX(52)=1;
TERM;

DETECT,SS(6),XP,8.92E4,4E3;
ASSIGN,XX(55)=0;
TERM;

DETECT,SS(6),XN,8.4E4,4E3;
ASSIGN,XX(55)=1;
TERM;

DETECT,SS(6),XN,1.57E4,7E2;
ASSIGN,XX(54)=0;
TERM;

DETECT,SS(6),XP,2.1E4,1E3;
ASSIGN,XX(54)=1;
TERM;

DETECT,SS(7),XP,3.19E5,1E4;
ASSIGN,XX(57)=0;
TERM;

DETECT,SS(7),XN,3.E5,1E4;
ASSIGN,XX(57)=1;
TERM;

DETECT,SS(7),XN,5.62E4,2E3;
ASSIGN,XX(56)=0;
TERM;

DETECT,SS(7),XP,7.5E4,3E3;
ASSIGN,XX(56)=1;
TERM;

DETECT,SS(8),XP,2.17E4,1E3;
ASSIGN,XX(59)=0;
TERM;

DETECT,SS(8),XN,2.04E4,1E3;
ASSIGN,XX(59)=1;
TERM;

DETECT,SS(8),XN,3.83E3,1E2;
ASSIGN,XX(58)=0;
TERM;

DETECT,SS(8),XP,5.12E3,2E2;
ASSIGN,XX(58)=1;
TERM;

DETECT,SS(9),XP,4.46E5,2E4;
ASSIGN,XX(61)=0;
TERM;

DETECT,SS(9),XN,4.2E5,2E4;
ASSIGN,XX(61)=1;
TERM;

DETECT,SS(9),XN,7.87E4,3E3;
ASSIGN,XX(60)=0;
TERM;
DETECT,SS(9),XP,1.05E4,5E3;
ASSIGN,XX(60)=1;
TERM;

DETECT,SS(10),XP,2.55E5,1E4;
ASSIGN,XX(63)=0;
TERM;
DETECT,SS(10),XN,2.4E5,1E4;
ASSIGN,XX(63)=1;
TERM;
DETECT,SS(10),XN,4.5E4,2E3;
ASSIGN,XX(62)=0;
TERM;
DETECT,SS(10),XP,6.E4,3E3;
ASSIGN,XX(62)=1;
TERM;

DETECT,SS(11),XP,2.55E5,1E4;
ASSIGN,XX(65)=0;
TERM;
DETECT,SS(11),XN,2.4E5,1E4;
ASSIGN,XX(65)=1;
TERM;
DETECT,SS(11),XN,4.5E4,2E3;
ASSIGN,XX(64)=0;
TERM;
DETECT,SS(11),XP,6.E4,3E3;
ASSIGN,XX(64)=1;
TERM;

DETECT,SS(12),XP,2.45E5,1E4;
ASSIGN,XX(67)=0;
TERM;
DETECT,SS(12),XN,2.3E5,1E4;
ASSIGN,XX(67)=1;
TERM;
DETECT,SS(12),XN,4.32E4,2E3;
ASSIGN,XX(66)=0;
TERM;
DETECT,SS(12),XP,5.76E4,2E3;
ASSIGN,XX(66)=1;
TERM;

DETECT,SS(13),XP,5.17E4,2E3;
ASSIGN,XX(69)=0;
TERM;

DETECT,SS(13),XN,4.86E4,2E3;
ASSIGN,XX(69)=1;
TERM;
DETECT,SS(13),XN,9.12E3,4E2;
ASSIGN,XX(68)=0;
TERM;
DETECT,SS(13),XP,1.22E4,6E2;
ASSIGN,XX(68)=1;
TERM;

DETECT,SS(14),XP,2.14E5,1E4;
ASSIGN,XX(71)=0;
TERM;
DETECT,SS(14),XN,2.02E5,9E3;
ASSIGN,XX(71)=1;
TERM;
DETECT,SS(14),XN,3.78E4,1E3;
ASSIGN,XX(70)=0;
TERM;
DETECT,SS(14),XP,5.04E4,2E3;
ASSIGN,XX(70)=1;
TERM;

DETECT,SS(15),XP,1.92E5,9E3;
ASSIGN,XX(73)=0;
TERM;
DETECT,SS(15),XN,1.81E5,8E3;
ASSIGN,XX(73)=1;
TERM;
DETECT,SS(15),XN,3.39E4,1E3;
ASSIGN,XX(72)=0;
TERM;
DETECT,SS(15),XP,4.52E4,1E3;
ASSIGN,XX(72)=1;
TERM;

DETECT,SS(16),XP,1.91E5,9E3;
ASSIGN,XX(75)=0;
TERM;
DETECT,SS(16),XN,1.8E5,9E3;
ASSIGN,XX(75)=1;
TERM;
DETECT,SS(16),XN,3.37E4,1E3;
ASSIGN,XX(74)=0;
TERM;
DETECT,SS(16),XP,4.5E4,2E3;
ASSIGN,XX(74)=1;
TERM;

DETECT,SS(17),XP,1.73E4,8E2;
ASSIGN,XX(76)=0;
TERM;
DETECT,SS(17),XN,1.63E4,8E2;
ASSIGN,XX(76)=1;
TERM;

DETECT,SS(18),XP,1.73E4,8E2;
ASSIGN,XX(77)=0;
TERM;
DETECT,SS(18),XN,1.63E4,8E2;
ASSIGN,XX(77)=1;
TERM;

DETECT,SS(19),XP,1.02E4,5E2;
ASSIGN,XX(79)=0;
TERM;
DETECT,SS(19),XN,9.6E3,4E2;
ASSIGN,XX(79)=1;
TERM;
DETECT,SS(19),XN,1.8E3,9E1;
ASSIGN,XX(78)=0;
TERM;
DETECT,SS(19),XP,2.4E3,1E2;
ASSIGN,XX(78)=1;
TERM;

DETECT,SS(20),XP,8.92E4,4E3;
ASSIGN,XX(81)=0;
TERM;
DETECT,SS(20),XN,8.4E4,4E3;
ASSIGN,XX(81)=1;
TERM;
DETECT,SS(20),XN,1.57E4,7E2;
ASSIGN,XX(80)=0;
TERM;
DETECT,SS(20),XP,2.1E4,1E3;
ASSIGN,XX(80)=1;
TERM;

DETECT,SS(21),XP,3.36E5,1E4;
ASSIGN,XX(83)=0;
TERM;
DETECT,SS(21),XN,3.16E5,1E4;
ASSIGN,XX(83)=1;
TERM;

DETECT,SS(21),XN,5.29E4,2E3;
ASSIGN,XX(82)=0;
TERM;
DETECT,SS(21),XP,7.9E4,3E3;
ASSIGN,XX(82)=1;
TERM;

DETECT,SS(22),XP,6.42E5,3E4;
ASSIGN,XX(85)=0;
TERM;
DETECT,SS(22),XN,6.04E5,3E4;
ASSIGN,XX(85)=1;
TERM;
DETECT,SS(22),XN,1.13E5,5E3;
ASSIGN,XX(84)=0;
TERM;
DETECT,SS(22),XP,1.51E5,7E3;
ASSIGN,XX(84)=1;
TERM;

DETECT,SS(23),XP,1.22E5,6E3;
ASSIGN,XX(87)=0;
TERM;
DETECT,SS(23),XN,1.15E5,5E3;
ASSIGN,XX(87)=1;
TERM;
DETECT,SS(23),XN,2.16E4,1E3;
ASSIGN,XX(86)=0;
TERM;
DETECT,SS(23),XP,2.88E4,1E3;
ASSIGN,XX(86)=1;
TERM;

DETECT,SS(24),XP,2.46E5,1E4;
ASSIGN,XX(89)=0;
TERM;
DETECT,SS(24),XN,2.32E5,1E4;
ASSIGN,XX(89)=1;
TERM;
DETECT,SS(24),XN,4.35E4,2E3;
ASSIGN,XX(88)=0;
TERM;
DETECT,SS(24),XP,5.8E4,2E3;
ASSIGN,XX(88)=1;
TERM;

DETECT,SS(25),XP,3.5E7,1E6;
ASSIGN,XX(91)=0;
TERM;

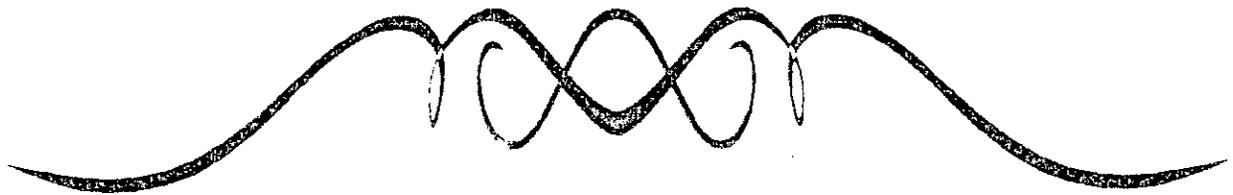
DETECT,SS(25),XN,3.3E7,1E6;
ASSIGN,XX(91)=1;
TERM;
DETECT,SS(25),XN,2.18E6,3E5;
ASSIGN,XX(90)=0;
TERM;
DETECT,SS(25),XP,8.24E6,4E5;
ASSIGN,XX(90)=1;
TERM;

DETECT,SS(26),XP,2.12E7,1E6;
ASSIGN,XX(93)=0;
TERM;
DETECT,SS(26),XN,2.E7,1E6;
ASSIGN,XX(93)=1;
TERM;
DETECT,SS(26),XN,3.74E6,1E5;
ASSIGN,XX(92)=0;
TERM;
DETECT,SS(26),XP,5.E6,2E5;
ASSIGN,XX(92)=1;
TERM;

ENDNETWORK;

INIT,0,2200;
MONT,SUMR,0,2200.;
FIN;

ANNEXE G



*RESULTATS EN REGIME
PERTURBE*

SLAM II SUMMARY REPORT

SIMULATION PROJECT HYDROCARBURES

BY KERRI & KERRI

DATE 6/25/1996

RUN NUMBER 1 OF 1

PLOT NUMBER 1

	HEHZ	HEHB	HEHK	TerminalOZ1
MINIMUM	.6800E+05	.9900E+05	.7000E+05	.5618E+05
MAXIMUM	.2961E+06	.1237E+06	.3061E+06	.3044E+06

SCALES OF PLOT

c=PétroleHEHZ	.000E+00	.145E+06	.289E+06
d=PétroleHEHB	.000E+00	.104E+06	.208E+06
e=PétroleHEHK	.000E+00	.149E+06	.298E+06
g=PétroleTermi	.000E+00	.159E+06	.319E+06

HOURS	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
.0000E+00	+		c		g		d+					+ ce
.4000E+01	+		ce		gg		d+					+
.8000E+01	+		c e		gg		d+					+
.1200E+02	+		cg	e			dd					+ cg
.1600E+02	+		gggc		ee		d					+
.2000E+02	+		gg c		ee		d					+
.2400E+02	+		gcc		ee		d					+ cg
.2800E+02	+		g g c		ee		d					+
.3200E+02	+		ggg c		ee		+d					+
.3600E+02	+		ggc		e		+d					+
.4000E+02	+		g c		e		+d					+
.4400E+02	+		g c			e	+dd					+
.4800E+02	+		g c			e	+ d					+
.5200E+02	+		g c			e		d				+
.5600E+02	+		gg c			+e		d				+
.6000E+02	+		g c			+e		d				+
.6400E+02	+		gc			+ d						+ de
.6800E+02	+		gc			+d e						+
.7200E+02	+		cg			+d e						+
.7600E+02	+		c g			+d e						+
.8000E+02	+		c gg			+dd e						+
.8400E+02	+		c g			+ d e						+
.8800E+02	+		c g			+ d e						+
.9200E+02	+		c gg			+ d e						+
.9600E+02	+		c gg			+ d e						+
.1000E+03	+		c			+g d						+
.1040E+03	+		c			+ g d						+
.1080E+03	+		cc			+ gd						+ dg
.1120E+03	+		c			+ dg						+ dg
.1160E+03	+		c			+ dgg						+
.1200E+03	+		c			+ dd						+ dg
.1240E+03	+		c			+ dg						+
.1280E+03	+		c			+ d						+ dg
.1320E+03	+		c			ggd						+
.1360E+03	+		c			g d						+
.1400E+03	+		c			g+ d						+
.1440E+03	+		c			g d						+
.1480E+03	+		c			+ggd						+
.1520E+03	+		c			+ gd						+
.1560E+03	+		c			+ dd						+ ee+ dg
.1600E+03	+		c			+ d g						+ e+
.1640E+03	+		c			+ dd						+ e
.1680E+03	+		ccc			d g						+ ee+
.1720E+03	+					+ ccd						+ e
.1760E+03	+					+ cd						+ e
.1800E+03	+					+ dcc						+ e + cd

.1840E+03	+		+ d c gg		ee+
.1880E+03	+		+ d cg		e
.1920E+03	+		+ ddgcc		ee+
.1960E+03	+		+ d cc		e + dg
.2000E+03	+		+ d c		ee + dg
.2040E+03	+		+ dg c		e+
.2080E+03	+		+ dd gc		e
.2120E+03	+		+ d g c		e+
.2160E+03	+		+d g cc		e +
.2200E+03	+		+d g c c		e +
.2240E+03	+		+ gdd c c		e + dg
.2280E+03	+		+ g d c c		e +
.2320E+03	+		+g d c c		e +
.2360E+03	+		g dd c c		e+
.2400E+03	+		ggdd c c		e
.2440E+03	+		+ d c c		+ dg
.2480E+03	+		+ dgg cc		ee gd
.2520E+03	+		+ d g c		e +
.2560E+03	+		+ d gg c ee		+
.2600E+03	+		+ dd gg c ee		+
.2640E+03	+		+ dd gg cc e		+
.2680E+03	+		+ d g c		e+
.2720E+03	+		+ d gg cc		e
.2760E+03	+		+ d g ce		+
.2800E+03	+		+ d g ec		+
.2840E+03	+		+ d g ec		+ ce
.2880E+03	+		+ d gg ec		+
.2920E+03	+		+ d g ec		+
.2960E+03	+		+ d gg e		+
.3000E+03	+		+d g c+ ce		+
.3040E+03	+		+ dd gec + ce eg		+
.3080E+03	+		+ dd gceet+ eg		+
.3120E+03	+		+ d gg c e		+
.3160E+03	+		+ dd g ce+		+
.3200E+03	+		+ d gg e c+		+
.3240E+03	+		+ d gg ee +		+
.3280E+03	+		+ dd g ee c dg		+
.3320E+03	+		+gd ce+		+
.3360E+03	+		gdd c +		+
.3400E+03	+		gg+ d ce+ ec ce		+
.3440E+03	+		gg+ d ee +		+
.3480E+03	+		g+ d ec		+
.3520E+03	+		gg+ d cc+		+
.3560E+03	+		g+ dd cc e		+
.3600E+03	+		gg+ d cce+ ce		+
.3640E+03	+		g+ d e c+		+
.3680E+03	+		g+ d e c+		+
.3720E+03	+		g+ d ec+ ce		+
.3760E+03	+		g+ d ec ce		+
.3800E+03	+		g+ dd c ce		+
.3840E+03	+		g+ dd ec ec		+

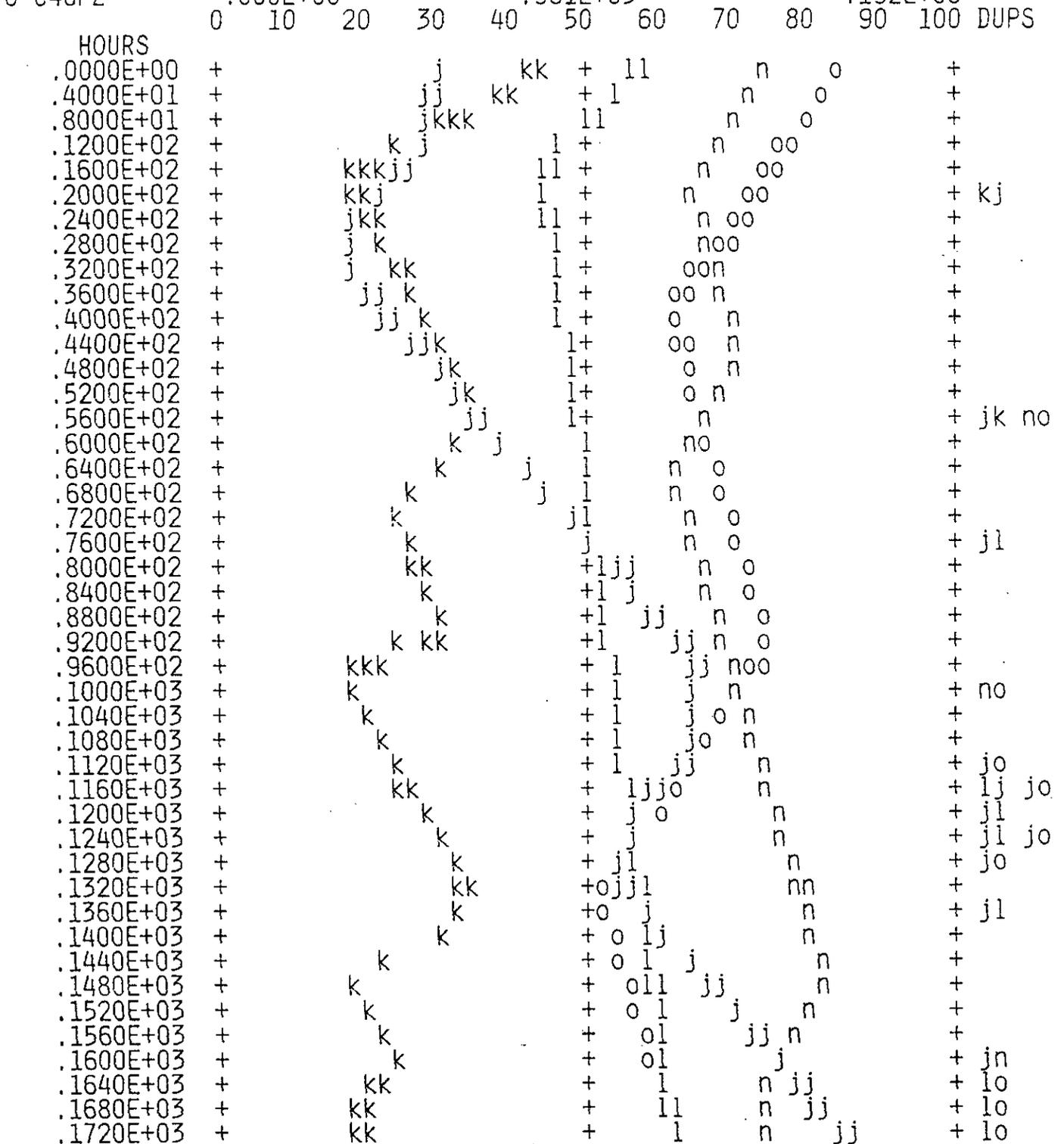
.3880E+03	+	gg	+ d d	ec + ce
.3920E+03	+	g	+ dd	c e+
.3960E+03	+	g	+d	c e+
.4000E+03	+	g	+ dd	cc e
.4040E+03	+	gg	+ d	eecc ce
.4080E+03	+	g	+ d	e c
.4120E+03	+	gg	+ dd	cce ce
.4160E+03	+	gg	+ d	cc +
.4200E+03	+	g+d		ccee+
.4240E+03	+	gd		c + ce
.4280E+03	+	+gd		c + ce dg
.4320E+03	+	+ dg		ce+
.4360E+03	+	+ d g		c +
.4400E+03	+	+ d gg		ecc
.4440E+03	+	+ d gg		e c
.4480E+03	+	+ d g		ec+
.4520E+03	+	+ d gg		ec+ ec ce
.4560E+03	+	+ d g		c e
.4600E+03	+	+ d g		cc +
.4640E+03	+	+ dgg		eec
.4680E+03	+	+ d		e c dg
.4720E+03	+	+ dg		cee
.4760E+03	+	+dg		ceet+
.4800E+03	+	+d gg		ecc+
.4840E+03	+	+dd gg		eeet+
.4880E+03	+	+ d g		c+ ce
.4920E+03	+	+ d g		ce
.4960E+03	+	+ d gg		cc ce
.5000E+03	+	+ d g		e +

PLOT NUMBER 2

	GNLGL1Z	GNLGL2Z	GNLGL4Z	C3GPZ	C4GPZ
MINIMUM	.4440E+05	.4498E+05	.6987E+05	.1318E+06	.1282E+05
MAXIMUM	.2576E+06	.1837E+06	.1525E+06	.2133E+06	.1620E+06

SCALES OF PLOT

j=GNLGL1Z	.000E+00	.128E+06	.255E+06
k=GNLGL2Z	.000E+00	.128E+06	.255E+06
l=GNLGL4Z	.000E+00	.122E+06	.245E+06
n=C3GPZ	.000E+00	.107E+06	.214E+06
o=C4GPZ	.000E+00	.961E+05	.192E+06



.4320E+03	+		0	l +	k		n	j
.4360E+03	+		0	l +	k		n	+
.4400E+03	+		0	l+kk			n	+
.4440E+03	+		0	l+k			nn	+
.4480E+03	+		00	lk			nn	lk
.4520E+03	+		00	k+			n	kl
.4560E+03	+		0	lk			n	+
.4600E+03	+		0	k			n	kl
.4640E+03	+	00		lk			n	kl
.4680E+03	+	0		kk			n	kl
.4720E+03	+	0		k l			n	+
.4760E+03	+	0		k +l			n	+
.4800E+03	+	0		kk +l			nn	+
.4840E+03	+	0		k +l			n	+
.4880E+03	+	0		k +l			nn	+
.4920E+03	+	0		k +l			n	+
.4960E+03	+	00		kk+ l			nnj	+
.5000E+03	+	0		k l			jn	+

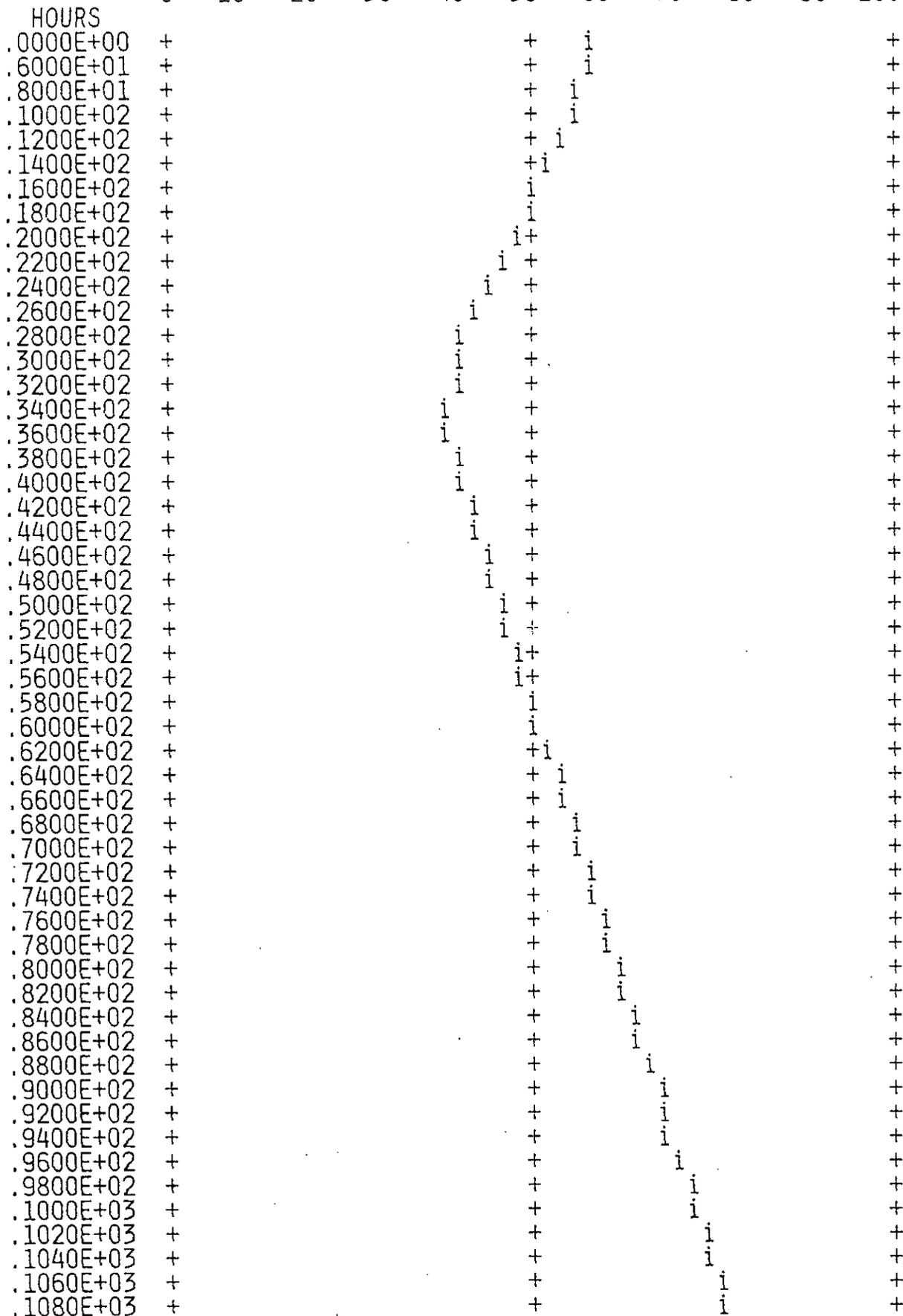
PLOT NUMBER 3

MINIMUM .1715E+06
MAXIMUM .4044E+06

LGNZ

SCALES OF PLOT

i=LGNZ .000E+00 10 20 30 40 50 60 70 80 .446E+06 90 100 DUPS



PLOT NUMBER 4

	GPLCSTF	LGNCSTF	GPLGPZ
MINIMUM	.1150E+06	.4269E+05	.8788E+04
MAXIMUM	.1560E+06	.5700E+05	.1341E+05

SCALES OF PLOT

a=GPLCSTF	.000E+00	.332E+06	.663E+06
b=LGNCSTF	.000E+00	.121E+06	.242E+06
m=GPLGPZ	.000E+00	.256E+05	.511E+05

HOURS	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
.0000E+00	+		ba			+						+ ab am
.4000E+01	+		baaa			+						+ am
.8000E+01	+		b am			+						+
.1200E+02	+		b am			+						+
.1600E+02	+		b am			+						+
.2000E+02	+		b am			+						+
.2400E+02	+		baam			+						+
.2800E+02	+		ba mm			+						+
.3200E+02	+		ba m			+						+
.3600E+02	+		ba m			+						+
.4000E+02	+		ba m			+						+
.4400E+02	+		a m			+						+ ab
.4800E+02	+		a m			+						+ ab
.5200E+02	+		a m			+						+ ab
.5600E+02	+		a mm			+						+ ab
.6000E+02	+		am			+						+ ab am
.6400E+02	+		a			+						+ ab am
.6800E+02	+		am			+						+ ab
.7200E+02	+		a m			+						+ ab
.7600E+02	+		a m			+						+ ab
.8000E+02	+		a m			+						+ ab
.8400E+02	+		a m			+						+ ab
.8800E+02	+		a			+						+ ab am
.9200E+02	+		am			+						+ ab
.9600E+02	+		am			+						+ ab
.1000E+03	+		a m			+						+ ab
.1040E+03	+		a m			+						+ ab
.1080E+03	+		a mm			+						+ ab
.1120E+03	+		am			+						+ ab am
.1160E+03	+		am			+						+ ab am
.1200E+03	+		am			+						+ ab
.1240E+03	+		a m			+						+ ab
.1280E+03	+		a m			+						+ ab
.1320E+03	+		a mm			+						+ ab
.1360E+03	+		a			+						+ ab am
.1400E+03	+		a			+						+ ab am
.1440E+03	+		am			+						+ ab
.1480E+03	+		a m			+						+ ab
.1520E+03	+		a m			+						+ ab
.1560E+03	+		a m			+						+ ab
.1600E+03	+		am			+						+ ab am
.1640E+03	+		a			+						+ ab am
.1680E+03	+		am			+						+ ab
.1720E+03	+		amm			+						+ ab
.1760E+03	+		a m			+						+ ab
.1800E+03	+		a mm			+						+ ab
.1840E+03	+		a mm			+						+ ab
.1880E+03	+		a			+						+ ab am
.1920E+03	+		am			+						+ ab
.1960E+03	+		amm			+						+ ab

.2000E+03	+	a m	+	+ ab
.2040E+03	+	a m	+	+ ab
.2080E+03	+	a mm	+	+ ab
.2120E+03	+	a	+	+ ab am
.2160E+03	+	a	+	+ ab am
.2200E+03	+	am	+	+ ab
.2240E+03	+	a m	+	+ ab
.2280E+03	+	a m	+	+ ab
.2320E+03	+	a m	+	+ ab
.2360E+03	+	a m	+	+ ab
.2400E+03	+	a m	+	+ ab am
.2440E+03	+	a	+	+ ab am
.2480E+03	+	am	+	+ ab
.2520E+03	+	a m	+	+ ab
.2560E+03	+	a m	+	+ ab
.2600E+03	+	a m	+	+ ab
.2640E+03	+	a mm	+	+ ab
.2680E+03	+	a	+	+ ab am
.2720E+03	+	am	+	+ ab
.2760E+03	+	am	+	+ ab
.2800E+03	+	a m	+	+ ab
.2840E+03	+	a mm	+	+ ab
.2880E+03	+	ammm	+	+ ab
.2920E+03	+	am	+	+ ab am
.2960E+03	+	a	+	+ ab am
.3000E+03	+	am	+	+ ab
.3040E+03	+	am	+	+ ab
.3080E+03	+	a m	+	+ ab
.3120E+03	+	a m	+	+ ab
.3160E+03	+	a mm	+	+ ab
.3200E+03	+	a	+	+ ab am
.3240E+03	+	a	+	+ ab am
.3280E+03	+	am	+	+ ab
.3320E+03	+	am	+	+ ab
.3360E+03	+	a m	+	+ ab
.3400E+03	+	a m	+	+ ab
.3440E+03	+	a mm	+	+ ab
.3480E+03	+	a	+	+ ab am
.3520E+03	+	am	+	+ ab am
.3560E+03	+	am	+	+ ab
.3600E+03	+	amm	+	+ ab
.3640E+03	+	a m	+	+ ab
.3680E+03	+	a m	+	+ ab
.3720E+03	+	a mm	+	+ ab
.3760E+03	+	a	+	+ ab am
.3800E+03	+	am	+	+ ab am
.3840E+03	+	am	+	+ ab
.3880E+03	+	a m	+	+ ab
.3920E+03	+	a m	+	+ ab
.3960E+03	+	a m	+	+ ab
.4000E+03	+	a m	+	+ ab
.4040E+03	+	am	+	+ ab am
.4080E+03	+	am	+	+ ab
.4120E+03	+	am	+	+ ab
.4160E+03	+	a m	+	+ ab
.4200E+03	+	a mm	+	+ ab
.4240E+03	+	a m	+	+ ab
.4280E+03	+	am	+	+ ab am
.4320E+03	+	a	+	+ ab am
.4360E+03	+	am	+	+ ab
.4400E+03	+	amm	+	+ ab
.4440E+03	+	a m	+	+ ab
.4480E+03	+	a m	+	+ ab

.4520E+03	+	a mm	+	+ ab
.4560E+03	+	a	+	+ ab am
.4600E+03	+	am	+	+ ab
.4640E+03	+	amm	+	+ ab
.4680E+03	+	a m	+	+ ab
.4720E+03	+	a m	+	+ ab
.4760E+03	+	a mm	+	+ ab
.4800E+03	+	a	+	+ ab am
.4840E+03	+	a	+	+ ab am
.4880E+03	+	am	+	+ ab
.4920E+03	+	amm	+	+ ab
.4960E+03	+	a m	+	+ ab
.5000E+03	+	a m	+	+ ab

PLOT NUMBER 5

	SP2	SP3	SBM	RAG	Béjaïa
MINIMUM	.7944E+04	.7915E+04	.2400E+04	.1505E+05	.2500E+06
MAXIMUM	.8080E+04	.8080E+04	.1042E+05	.9267E+05	.3368E+06

SCALES OF PLOT

q=PétroleSP2	.000E+00	.867E+04	.173E+05
r=PétroleSP3	.000E+00	.867E+04	.173E+05
s=PétroleSBM	.000E+00	.525E+04	.105E+05
t=PétroleRAG	.000E+00	.446E+05	.893E+05
u=PétroleB	.000E+00	.168E+06	.336E+06

	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	DUPS
HOURS												
.0000E+00	+		st	s		q	+		u			+ gr st
.4000E+01	+		t		s s	q	+		u			+ gr
.8000E+01	+		t			sq	ss		u			+ gr
.1200E+02	+		tt			q	+	ss	u			+ gr
.1600E+02	+		t			q	+		ss uu			+ gr us
.2000E+02	+		t			q	+		u s ss			+ gr
.2400E+02	+		t			q	+		uu	s		s qr
.2800E+02	+		t			q	+		u			s qr
.3200E+02	+		t			q	+		uu			s qr
.3600E+02	+		t			q	+		u			s qr
.4000E+02	+		t			q	+		uu			s qr
.4400E+02	+		t			q	+		u			s qr
.4800E+02	+		t			q	+		u			s qr
.5200E+02	+		t			q	+		uu			s qr
.5600E+02	+		t			q	+		uu			s qr
.6000E+02	+		t			q	+		u			s qr
.6400E+02	+		t			q	+		u			s qr
.6800E+02	+		t			q	+		u			s qr
.7200E+02	+		t			q	+		u			s qr
.7600E+02	+		t			q	+		u			s qr
.8000E+02	+		t			q	+		u			s qr
.8400E+02	+		t			q	+		u			s qr
.8800E+02	+		t			q	+		u			s qr
.9200E+02	+		t			q	+		u			s qr
.9600E+02	+		t			q	+		u			s qr
.1000E+03	+		t			q	+		u			s qr
.1040E+03	+		t			q	+		u			s qr
.1080E+03	+		t			q	+		u			s qr
.1120E+03	+		tt			q	+		uu			s qr
.1160E+03	+		tt			q	+		u			s qr
.1200E+03	+		t			q	+		u			s qr
.1240E+03	+		t			q	+		u			s qr
.1280E+03	+		t			q	+		u			s qr
.1320E+03	+		t			q	+			us		qr
.1360E+03	+		t			q	+			us		qr
.1400E+03	+		t			q	+					s qr su
.1440E+03	+		tt			q	+					s qr
.1480E+03	+		ttt			q	+					s qr
.1520E+03	+		t			q	+					s qr
.1560E+03	+			tt		q	+					s qr
.1600E+03	+				tt	q	+					s qr
.1640E+03	+				tqt	q	+					s qr qt
.1680E+03	+				qtt	q	+					s qr
.1720E+03	+				q	+	t					s qr
.1760E+03	+				q	+		t				s qr
.1800E+03	+				q	+		ttt				s qr
.1840E+03	+				q	+		ttt				s qr
.1880E+03	+				q	+			t			s qr

.1920E+03	+	q	+	ttt		s	qr	
.1960E+03	+	q	+		tt	s	qr	
.2000E+03	+	q	+		t	s	qr	
.2040E+03	+	q	+			t	s	qr
.2080E+03	+	q	+			ts	qr	st
.2120E+03	+	q	+			ts	qr	
.2160E+03	+	q	+			t	s	qr
.2200E+03	+	q	+			t	s	qr
.2240E+03	+	q	+			t	s	qr
.2280E+03	+	q	+			ts	qr	
.2320E+03	+	q	+			s	qr	
.2360E+03	+	q	+			s	qr	
.2400E+03	+	q	+			s	qr	
.2440E+03	+	q	+			s	qr	st
.2480E+03	+	q	+			ts	qr	
.2520E+03	+	q	+			t	s	qr
.2560E+03	+	q	+			t	s	qr
.2600E+03	+	q	+			t	s	qr
.2640E+03	+	q	+			ts	qr	
.2680E+03	+	q	+			s	qr	
.2720E+03	+	q	+			s	qr	st
.2760E+03	+	q	+			ts	qr	
.2800E+03	+	q	+			t	s	qr
.2840E+03	+	q	+			t	s	qr
.2880E+03	+	q	+			ttts	qr	
.2920E+03	+	q	+			s	qr	st
.2960E+03	+	q	+			ts	qr	
.3000E+03	+	q	+			ts	qr	
.3040E+03	+	q	+			t	s	qr
.3080E+03	+	q	+			t	s	qr
.3120E+03	+	q	+			t	s	qr
.3160E+03	+	q	+			ts	qr	st
.3200E+03	+	q	+			s	qr	st
.3240E+03	+	q	+			s	qr	st
.3280E+03	+	q	+			ts	qr	
.3320E+03	+	q	+			t	s	qr
.3360E+03	+	q	+			t	s	qr
.3400E+03	+	q	+			t	s	qr
.3440E+03	+	q	+			ts	qr	
.3480E+03	+	q	+			s	qr	
.3520E+03	+	q	+			s	qr	
.3560E+03	+	q	+			s	qr	st
.3600E+03	+	q	+			ts	qr	st
.3640E+03	+	q	+			ttts	qr	
.3680E+03	+	q	+			t	s	qr
.3720E+03	+	q	+			t	s	qr
.3760E+03	+	q	+			tt	s	qr
.3800E+03	+	q	+			ttts	qr	st
.3840E+03	+	q	+			ts	qr	st
.3880E+03	+	q	+			ts	qr	
.3920E+03	+	q	+			t	s	qr
.3960E+03	+	q	+			t	s	qr
.4000E+03	+	q	+			t	s	qr
.4040E+03	+	q	+			ttts	qr	
.4080E+03	+	q	+			s	qr	
.4120E+03	+	q	+			s	qr	
.4160E+03	+	q	+			s	qr	st
.4200E+03	+	q	+			ts	qr	
.4240E+03	+	q	+			t	s	qr
.4280E+03	+	q	+			t	s	qr
.4320E+03	+	q	+			ttts	qr	
.4360E+03	+	q	+			s	qr	
.4400E+03	+	q	+			s	qr	

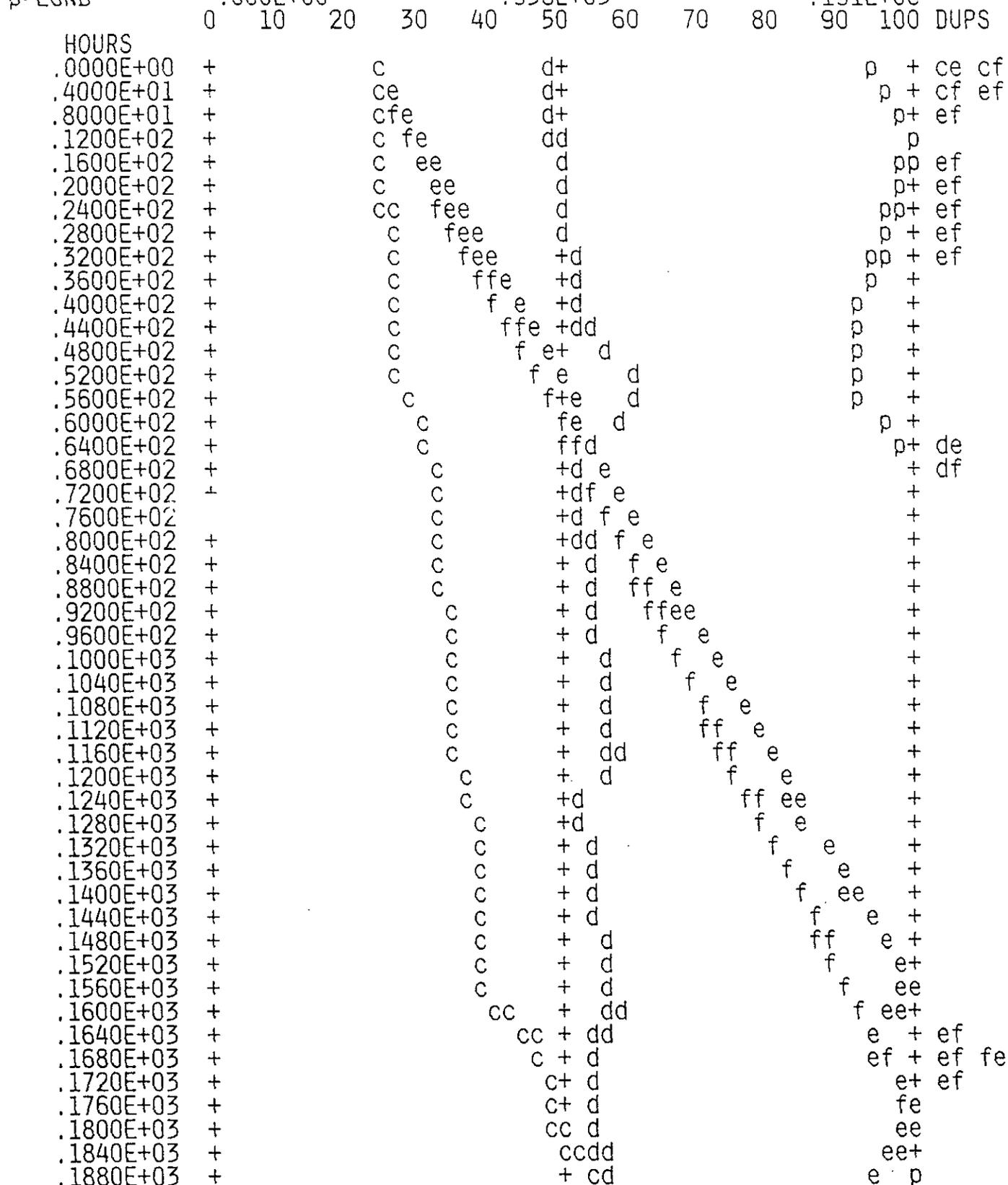
.4440E+03	+	q	+	ts	qr
.4480E+03	+	q	+	tts	qr
.4520E+03	+	q	+	t	s qr
.4560E+03	+	q	+	t	s qr
.4600E+03	+	q	+	t	s qr
.4640E+03	+	q	+	ts	qr st
.4680E+03	+	q	+	s	qr
.4720E+03	+	q	+	s	qr
.4760E+03	+	q	+	s	qr
.4800E+03	+	q	+	ts	qr
.4840E+03	+	q	+	tts	qr
.4880E+03	+	q	+	t	s qr
.4920E+03	+	q	+	t	s qr
.4960E+03	+	q	+	tt	s qr
.5000E+03	+	q	+	ts	qr

PLOT NUMBER 6

	HEHZ	HEHB	HEHK	LGNHEHB	LGNB
MINIMUM	.6800E+05	.9900E+05	.7000E+05	.2100E+05	.1745E+06
MAXIMUM	.2958E+06	.1239E+06	.3030E+06	.8936E+05	.1940E+06

SCALES OF PLOT

c=PétroleHEHZ	.000E+00	.145E+06	.289E+06
d=PétroleHEHB	.000E+00	.104E+06	.208E+06
e=PétroleHEHK	.000E+00	.149E+06	.298E+06
f=LGNHEHB	.000E+00	.446E+05	.893E+05
p=LGNB	.000E+00	.956E+05	.191E+06



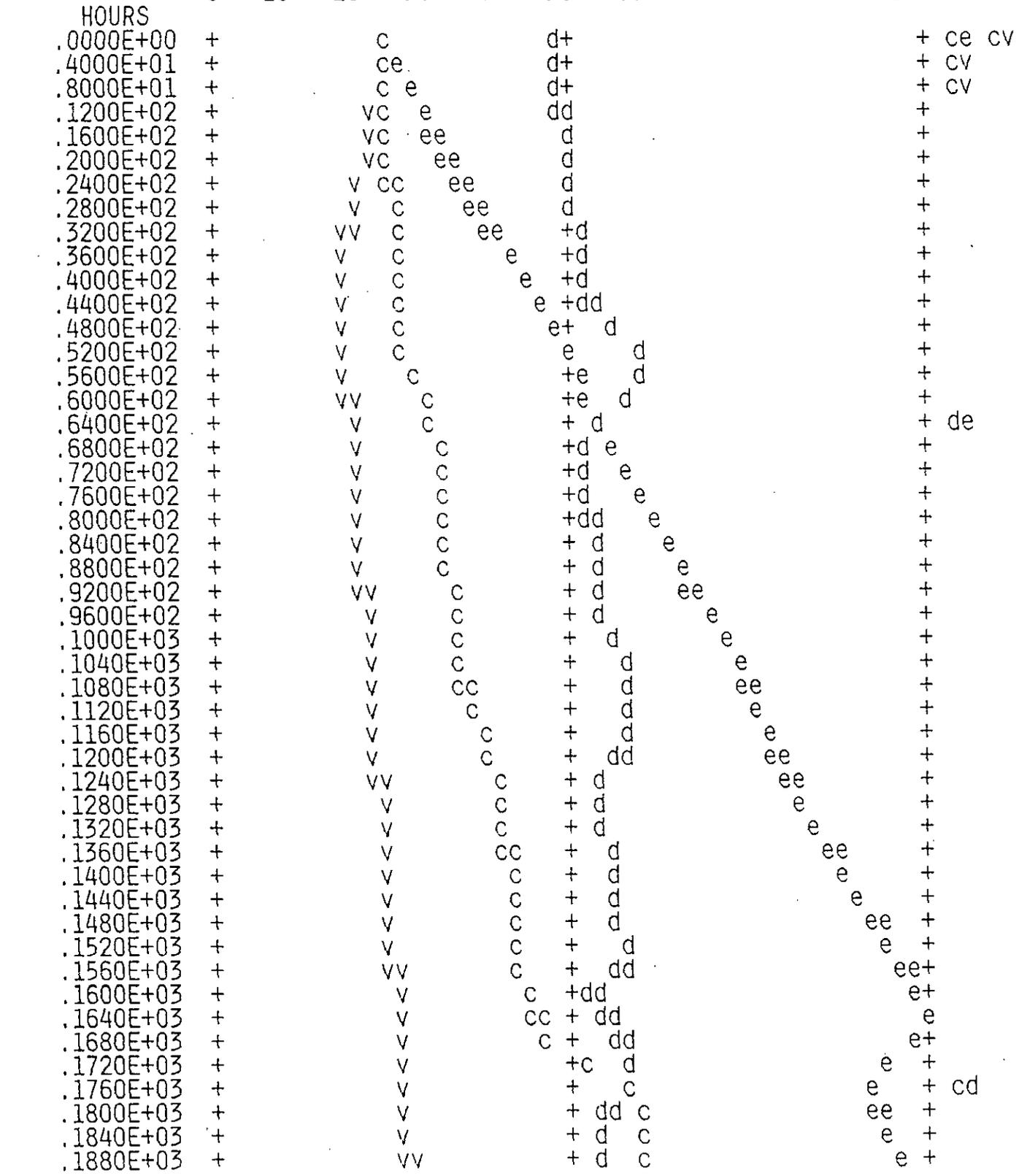
.4440E+03	+	+ d	c e p
.4480E+03	+	+ d	c eep
.4520E+03	+	+ d	c ep pe
.4560E+03	+	+ d	c p
.4600E+03	+	+ d	cep
.4640E+03	+	+ d	eecp
.4680E+03	+	+ dd	ee p pc
.4720E+03	+	+ d	ecp ce
.4760E+03	+	+d	c p
.4800E+03	+	+ dd	c ep
.4840E+03	+	+ d	eecp
.4880E+03	+	+ d	e cp
.4920E+03	+	+ d	eccp
.4960E+03	+	+ d	ceep
.5000E+03	+	+ d	c ep

PLOT NUMBER 7

	HEHZ	HEHB	HEHK	TerminalOK1
MINIMUM	.6800E+05	.9900E+05	.7000E+05	.1140E+06
MAXIMUM	.2981E+06	.1237E+06	.3043E+06	.2980E+06

SCALES OF PLOT

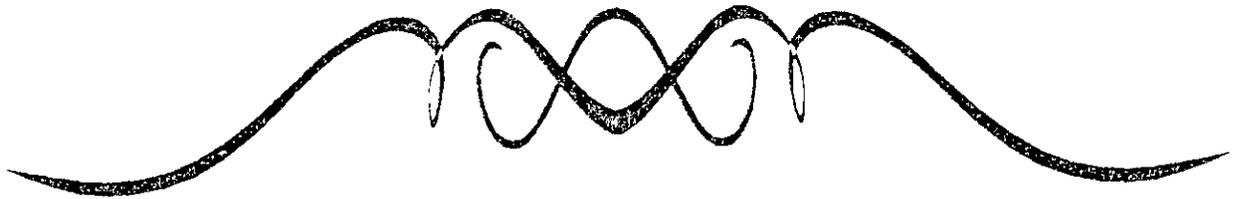
c=PétroleHEHZ	.000E+00				.145E+06					.289E+06
=PétroleHEHB	.000E+00				.104E+06					.208E+06
=PétroleHEHK	.000E+00				.149E+06					.298E+06
v=Pétroletermi	.000E+00				.321E+06					.642E+06



.1920E+03	+	v	+ d	c	ee
.1960E+03	+	v	+ d	cc	e
.2000E+03	+	v	+ d	cc	e+
.2040E+03	+	v	+ d	c	e +
.2080E+03	+	v	+ dd	c	e +
.2120E+03	+	v	+ d	c	e+
.2160E+03	+	v	+ d	c	e
.2200E+03	+	vv	+ d	c	+
.2240E+03	+	v	+ dd	cc	e+
.2280E+03	+	v	+ d	c	e +
.2320E+03	+	v	+ d	c	e +
.2360E+03	+	v	+ d	c	e +
.2400E+03	+	v	+ d	c	e +
.2440E+03	+	v	+d	c	e +
.2480E+03	+	v	+d	c	ee+
.2520E+03	+	v	+d	c	e
.2560E+03	+	v	+ d	cc	ee
.2600E+03	+	v	+ d	cc	ee+
.2640E+03	+	v	+ dd	cc	ce +
.2680E+03	+	v	+ d	c	e +
.2720E+03	+	v	+ d	cc	e+
.2760E+03	+	v	+ d	c	e
.2800E+03	+	v	+ d	c	+
.2840E+03	+	v	+ d	d	ce
.2880E+03	+	v	+ d	d	ee +
.2920E+03	+	v	+ d	d	e +
.2960E+03	+	v	+ d	d	ce
.3000E+03	+	v	+d	d	c +
.3040E+03	+	v	+ d	cc	e
.3080E+03	+	v	+ dd	cc	ce
.3120E+03	+	v	+ d	ee	+
.3160E+03	+	vv	+ d	ecc	ce
.3200E+03	+	v	+ d	c	e
.3240E+03	+	v	+ d	c	+
.3280E+03	+	v	+ d	ce	+
.3320E+03	+	v	+ d	ecc	+
.3360E+03	+	v	+ dd	e	+
.3400E+03	+	v	+ d	ecc	ce
.3440E+03	+	v	+ d	c	+
.3480E+03	+	vv	+ d	c	ee
.3520E+03	+	v	+ d	eec	+
.3560E+03	+	v	+ dd	ee	+
.3600E+03	+	v	+d	c	+
.3640E+03	+	v	+ dd	cc	ce
.3680E+03	+	v	+ dd	ce	ce ec
.3720E+03	+	v	+ d	ec	+
.3760E+03	+	v	+ d	c	ce
.3800E+03	+	v	+ d	ce	
.3840E+03	+	v	+ d	c	+
.3880E+03	+	v	+ dd	eec	ec
.3920E+03	+	v	+ dd	eec	+
.3960E+03	+	v	+d	ec	+
.4000E+03	+	v	+ dd	ce	+
.4040E+03	+	v	+ dd	cee	ec
.4080E+03	+	v	+ d	ce	+
.4120E+03	+	v	+ d	cce	+
.4160E+03	+	v	+ d	cee	
.4200E+03	+	v	+d	c	+
.4240E+03	+	v	+ d	d	ec
.4280E+03	+	v	+ d	d	e
.4320E+03	+	v	+dd	ec	ec
.4360E+03	+	v	+ d	ce	+
.4400E+03	+	v	+ d	c	e+

.4440E+03	+	vv	+	d	cc	e
.4480E+03	+	v	+	dd	ce+	ec ce
.4520E+03	+	v	+	d	e	c
.4560E+03	+	v	+	d	e	c
.4600E+03	+	v	+	d	eec	
.4640E+03	+	v	+	dd	cc+	
.4680E+03	+	v	+	dd	c	e+
.4720E+03	+	v	+	d	eecc	
.4760E+03	+	vv	+	d	eecc+	
.4800E+03	+	v	+	d	ec	+ ec
.4840E+03	+	v	+	d	c	ee+
.4880E+03	+	v	+	d	c	e+
.4920E+03	+	v	+	d	c	+
.4960E+03	+	v	+	d	ce+	ce
.5000E+03	+	v	+	d	ee+	

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES



1. OUVRAGES CITES

[AIT95] : A. Ait Younes / K. Bellani

« Modélisation et simulation des chaînes d'hydrocarbures liquides en régime stable et perturbé »

P.F.E. Génie Industriel E.N.P. : Juin 1995.

[BAR80] : J. Barbier

« Dictionnaire du pétrole »

Dunod : 1980.

[BEL91] : M. Belaïfa / Y. Maïzi

« Elaboration d'un outil d'aide à la décision pour l'étude des effets des perturbations sur les éléments de la chaîne gaz ».

P.F.E. Génie Industriel E.N.P. : Juin 1991.

[BUX68] : J. N. Buxton

« Simulation programming language ».

North Holland publishing company : 1968.

[CHO66] : D. N. Chorafas

« La simulation mathématique et ses applications »

Dunod : 1966.

[KAF74] : Kafarov

« Méthodes cybernétiques et technologie chimique ».

Edition Mir : 1974.

[MIZ68] : J. H. Mize / J. Grady Cox

« Essential of simulation »

Edition Prentice Hall : 1968.

[PRA77] : E. Praselj

« Implantation et extension d'un réseau de gazoducs : simulation et optimisation. Application au cas du Venezuela ».

Université de Dijon : 1977.

- [PRI86] : A. Alan B. Pritsker
« Introduction to simulation and SLAM II ».
Systems publishing corporation : 1986.
- [TOU90]: S.Toumi / N. Seghouani
« Etude des ressources et de l'organisation de la clinique de Bou-Ismaïl
(W.Tipaza) à l'aide de la simulation par langage SLAM II »
P.F.E. Génie Industriel E.N.P. : Juin 1990.
- [VIN80] : J. Vincent Genod
« Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation ».
Editions Technip : 1980.
- [WUI72] : P. Wuithier
« Raffinage et génie chimique » Tome I
Editions Technip : 1972.
- [COU96] : Cours de simulation du Génie Industriel, E.N.P. : 1996.

2. OUVRAGES CONSULTÉS

- [ASS68] : Association technique de l'industrie française du gaz
« Manuel pour le transport et la distribution du gaz » Tome I
Société du Journal des Usines à Gaz : 1968.
- [CHA66] : Chaillot
« La sécurité dans la distribution des hydrocarbures liquides ».
Editions Technip : 1966.
- [CHA79] : Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel
« Prévention et maîtrise des irrptions »
Editions Technip : 1979.
- [DUB91] : M. Dubesset / J. Vignes
« FORTRAN : le langage normalisé ».
Editions Technip : 1991.
- [FAR86] : S. Faroult
« FORTRAN structuré et méthodes numériques ».
Dunod : 1986.

[MAS82] : Masseron

« L'économie des hydrocarbures ».

Editions Technip : 1982.

[CAE96] : Le Centre Arabe d'Etudes Pétrolières

« Le pétrole et le gaz arabes ».

Volume XXVIII, N° 643 du 1 Janvier 1996.

DOCUMENTS DE LA SONATRACH

[SON1] : SONATRACH

« Faites connaissance avec les hydrocarbures » : 1993.

[SON2] : SONATRACH

« Information » : 1994.

[SON3] : SONATRACH

« SONATRACH : la revue » N° 2 : 1996.

[SON4] : SONATRACH

« Plan de développement des hydrocarbures en Algérie »

Rapport technique 1979.

[SON5] : SONATRACH

« SONTRACH : un groupe pétrolier international » : 1993.