

TM.ECO
-12-

SONAREP
S. E. C.
BIBLIOTECA

UNIVERSITE DE DIJON

FACULTE DE SCIENCE ECONOMIQUE ET DE GESTION

RECHERCHE DE LA POLITIQUE DE STOCKAGE
D'UNE SOCIETE PETROLIERE INTEGREE

THÈSE

POUR L'OBTENTION DU

DOCTORAT DE SPÉCIALITÉ

"MATHÉMATIQUES APPLIQUÉES A L'ÉCONOMIE"

présentée et soutenue le 10 mars 1971

par

Daniel PETIT

330.115
PET
TES
e.2

JURY DE LA THESE

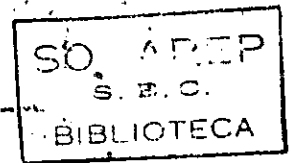
- Président : M. Claude PONSARD . . . Professeur
Suffragants : M. Jean MASSERON . . . Professeur à l'E.N.S.P.M.
M. Georges GAUDOT . . . Maître-Assistant

0.115
T
S
V

J.M. Eco 12

eff. lentes avião - 66.500
Reg. 190/34
N° 2093

UNIVERSITE DE DIJON
FACULTE DE SCIENCE ECONOMIQUE ET DE GESTION



RECHERCHE DE LA POLITIQUE DE STOCKAGE
D'UNE SOCIETE PETROLIERE INTEGREE

T H E S E

pour l'obtention du
DOCTORAT DE SPECIALITE
"MATHEMATIQUES APPLIQUEES A L'ECONOMIE"
présentée et soutenue le 10 Mars 1971



par

Daniel PETIT

Ingénieur Arts et Métiers .
Ingénieur E.N.S.P.M.

JURY DE LA THESE

Président : M. Claude PONSARD, Professeur
Suffragants : M. Jean MASSERON, Professeur à l'E.N.S.P.M.
M. Georges GAUDOT, Maître-Assistant

> 72000

LISTE DU CORPS ENSEIGNANT DE LA FACULTE
DE SCIENCE ECONOMIQUE ET DE GESTION DE DIJON

PROFESSEURS

M. le Doyen EICHER Jean-Claude
M. DOMARCHI Louis
M. PONSARD Claude

PROFESSEURS ASSOCIES

M. SCHMITT Bernard
M. BALESTRA Pietro

MAITRES DE CONFERENCES AGREGES

M. WOLFELSPERGER Alain
M. SALMON Pierre

MAITRE DE CONFERENCES ASSOCIES

M. BIABANT Jean

MAITRES-ASSISTANTS

M. GAUDOT Georges
M. MARSIN Claude
M. CROCHAT Max
Melle PAGE Marie-Claude

La Faculté n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans les thèses : ces opinions doivent être considérées comme propres à leurs auteurs.

Cette thèse a été préparée à l'INSTITUT FRANCAIS DU
PETROLE dans le cadre du CENTRE D'ETUDES SUPERIEURES D'ECONOMIE
PETROLIERE de l'ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DU PETROLE ET DES
MOTEURS.

SOMMAIRE

INTRODUCTION

1

1ère PartieL'ECONOMIE DU STOCKAGE DES
HYDROCARBURES

<u>Chapitre I - LA DEMANDE DES PRODUITS FINIS</u>	13
- Les fluctuations saisonnières de la demande	25
- Les prévisions de consommation à court terme	33
<u>Chapitre II - LE STOCKAGE DES HYDROCARBURES</u>	45
- De la nécessité du stockage	49
- Evolution des capacités de stockage	55
- Les différents types de réservoirs	67
- Contraintes légales et réglementation	73
<u>Chapitre III- LES COÛTS DE STOCKAGE</u>	105
- Les coûts fixes	111
- Les coûts variables	125
<u>Chapitre IV - LE PROBLEME DE LA REGULATION - COUT DE CHANGEMENT DE MARCHE EN RAFFINERIE</u>	139
- Le problème de la régulation	145
- Coût de changement de marche en raffinerie	167
<u>Chapitre V - LE STOCKAGE OPERATIONNEL DES PETROLES BRUTS ET LE MARCHE DU FRET</u>	173
- Le stockage opérationnel des pétroles bruts	179
- La modulation du transport des pétroles bruts	185
- Une méthode empirique simple pour la détermination du coût de modulation sur brut	201

2ème Partie

METHODE SEQUENTIELLE DE GESTION DES STOCKS

<u>Chapitre I</u> - <u>PRIX DE CESSION INTERNE ET COUTS MARGINAUX DE LA PRODUCTION EN RAFFINERIE</u>	213
- Prix de cession interne au coût marginal	219
- Approche des coûts marginaux de la production par la programmation linéaire	227 <
<u>Chapitre II</u> - <u>CRITIQUE DU MODELE LINEAIRE DE GESTION DES STOCKS. HYPOTHESES DU MODELE DYNAMIQUE</u>	245
- Programmes linéaires multipériodiques	253
- Hypothèses du modèle dynamique	263
<u>Chapitre III</u> - <u>METHODE RECURRENTE EN AVENIR CERTAIN</u>	269
- Formulation du problème	275
- Processus d'allocations successives	283
- Mise en oeuvre de la méthode	295
- Calcul numérique en programmation dynamique	321
<u>Chapitre IV</u> - <u>ESSAI D'APPLICATION DU MODELE A UN CAS SIMPLIFIE</u>	353
- Exemple de problème concret	359
- La programmation des calculs	363
- Conclusion	369
<u>CONCLUSION</u>	371

10-2073

SO. DEP
S. D. C.
BIBLIOTECA

INTRODUCTION

L'industrie pétrolière a été très marquée depuis le début de son histoire par l'alternance des périodes de concurrence très vive avec celles d'ententes et de concentrations.

Lors des accords d'ACHNACARRY (17 septembre 1928), l'industrie pétrolière s'était organisée sous la direction des grandes sociétés internationales. Ces sociétés jouent encore à l'heure actuelle un rôle dominant au sein de cette industrie. Les risques considérables et l'importance des capitaux engagés dans la recherche du pétrole brut ont incité les sociétés à étendre leur contrôle sur toute la chaîne des activités, comme le note J. CHAPELLE :

"Pour tenter de régulariser les échanges et pour essayer d'atteindre l'idéal, c'est-à-dire l'équilibre dynamique convenable entre les réserves découvertes, l'exploitation poursuivie et les débouchés à satisfaire, compte-tenu de l'expansion de la consommation, les sociétés se sont efforcées de tenir toute la chaîne des activités d'une extrémité à l'autre, de l'exploration à la distribution. De là sont nés les grands groupes pétroliers qui, en s'intéressant à des domaines de plus en plus nombreux et variés (y compris l'industrie chimique) gagnent en garantie et en souplesse. Cette même tendance s'est manifestée en France récemment : les sociétés nationales de recherche, arrivées au stade de la production, se sont constitué une activité de raffinage et de distribution pour valoriser elles-mêmes leur production" (1).

L'équilibre entre ressources et débouchés doit être réalisé à chaque instant pour tous les niveaux de la chaîne d'activité pétrolière ; dans les ports pour réduire les temps

(1) J. CHAPELLE, Géographie économique du Pétrole, Editions Technip, Tome I, p.17.

d'attente des navires pétroliers tout en tenant compte de leur arrivée aléatoire, dans les raffineries de telle sorte qu'à aucun moment le fonctionnement des unités ne soit interrompu, en distribution enfin pour satisfaire la demande instantanée des consommations.

En chaque point de rupture de charge, les stockages sont donc apparus indispensables :

- Stockage portuaire des pays importateurs et exportateurs de pétrole brut,
- Stockage en raffinerie du pétrole brut, des produits finis et demi-finis,
- Stockage en dépôt de distribution,
- Stockage chez le consommateur.

Ces stockages peuvent être regardés, en premier lieu, comme des stockages techniques qui assurent le fonctionnement régulier de la chaîne pétrolière, en raison de la multiplicité des opérations et de leur dispersion géographique. Cependant, la législation française actuelle fait obligation aux sociétés pétrolières de conserver à tout moment un stock de produits finis au moins équivalent à 3 mois de consommation et un stock de pétrole brut correspondant à 15 jours d'importation. Ces contraintes augmentent les charges de stockage qui incombent aux sociétés, tout en introduisant une souplesse importante, car au titre de la réserve légale, des stocks de pétrole brut pourront être substitués aux stocks de produits finis.

Par ailleurs, les fortes tendances saisonnières de la demande des essences, gas-oils, fuel-oils domestiques et fuels lourds, peuvent être génératrices de stocks de régulation. En effet, les stockages dans l'industrie pétrolière, sont utilisés pour une part importante à la constitution de stocks saisonniers pendant les périodes où la demande est faible ; ces stocks servent dans les périodes suivantes à satisfaire une demande plus importante.

Nous montrerons plus avant qu'en 1969, les capacités de stockage nécessaires à une régulation totale pour la France entière, auraient été de 11 millions de m³ sur les 22 millions de m³ disponibles la même année. Ce schéma extrême qui nous conduit à de telles capacités pour les stocks de régulation, trahit la réalité en ce sens que la production

n'est jamais constante sur l'année, l'art du raffineur étant d'adapter dans la mesure du possible la production à la demande. Il existe en effet une alternative fondamentale à la régulation par les stocks, qui consiste à moduler la production des raffineries en modifiant le fonctionnement des unités, et le cocktail des bruts traités.

Il reste cependant que la modulation par la production n'est ni toujours possible, ni toujours souhaitable, un compromis devant être recherché entre la régulation par les stocks et la modulation de la production en raffinerie. Les sociétés pétrolières sont ainsi amenées à traiter d'une période à l'autre, des pétroles bruts ou des mélanges de pétroles bruts dont les caractéristiques sont différentes et dont les rendements en produits sont variables. Il se pose alors tout naturellement le problème de la régularité des approvisionnements en pétrole brut des raffineries qui peut être résolu, soit par le stockage de régulation des bruts, soit par la modulation du frêt pétrolier.

Au terme de cette courte description, il apparaît clairement que la recherche d'une politique optimale de stockage pour une société pétrolière intégrée doit être analysée sur une période annuelle qui recouvre les variations saisonnières de la demande. Précisons dès maintenant que cette analyse à court terme ne s'accompagnera pas nécessairement, dans notre étude, de l'hypothèse des équipements constants. Même si les délais d'étude et de construction des nouvelles capacités de raffinage, de transport ou de stockage sont longs et, dans tous les cas, supérieurs à l'année, il reste que les sociétés ont la possibilité de recourir à tout moment, mais dans certaines limites, au marché pour augmenter et, dans certains cas réduire, leur niveau d'activité et donc leurs besoins de stockages. Il en est ainsi en particulier :

- du marché "spot" ou au voyage, pour le transport par navires pétroliers d'un port déterminé à un autre de certaines quantités de pétrole brut,
- des échanges avec confrères, ou des accords dits de "processing" qui consistent à sous-traiter le raffinage de brut,
- des importations ou des exportations sur le marché des produits finis qui compensent un déficit ou un excédent des capacités de raffinage ou de stockage,
- de la location des capacités de stockage.

Déterminer une politique optimale de gestion des stocks à court terme consistera, pour chaque période élémentaire, à rechercher le niveau de toutes les variables de réglage du système qui permet de satisfaire la demande saisonnière des consommateurs au moindre coût.

Avant de proposer une formulation de notre problème et un essai de résolution par la programmation dynamique, il est nécessaire de décrire exactement le système que l'on veut étudier ; c'est là l'objet de notre première partie.

Ière PARTIE : L'ECONOMIE DU STOCKAGE DES HYDROCARBURES

Nous étudierons au chapitre premier les fluctuations saisonnières de la demande des principaux produits finis et les méthodes de prévision de la demande à court terme, qui diffèrent de celles plus globales qui sont utilisées pour le long terme. C'est de la fiabilité de ces prévisions que dépendra la validité des résultats de notre étude ; les fluctuations saisonnières de la demande déterminent les variations de production par période et le niveau des stocks de régulation.

Les stocks par produits, qu'ils soient techniques, de régulation ou de réserve légale, ne sont pas différenciés dans les réservoirs. Nous consacrerons le second chapitre à une étude descriptive du stockage des hydrocarbures en essayant de dégager les tendances qui sont apparues ces dernières années, tant en ce qui concerne la répartition des stockages entre raffinage et distribution et l'évolution vers les grandes tailles, que la construction des réservoirs et l'apparition du stockage souterrain des hydrocarbures. Le coût des stockages, qui sera étudié dans le troisième chapitre dépendra bien évidemment des solutions retenues, mais en raison des motivations particulières de notre étude, nous mettrons surtout l'accent sur les coûts variables, avec la question importante des pertes par évaporation.

Au chapitre IV, nous étudierons l'alternative fondamentale - régulation par les stocks ou modulation de la production en raffinerie - qui nous portera au coeur de notre sujet. Nous montrerons que la régulation totale par les stocks n'est pas économiquement envisageable, mais que la modulation

de la production à partir du choix des bruts et des procédés peut être limitée par l'importance des coûts de changement de marche en raffinerie. Les coûts de fabrication proprement dits, liés à la structure de la production, sont le plus souvent déterminés à partir de la résolution d'un modèle linéaire primal dont le dual donne, à l'optimum et pour chaque produit, la valeur de son coût marginal. Pour cette raison, nous nous limiterons dans ce chapitre à l'analyse des principaux paramètres de la modulation, sans référence aux coûts de traitement, réservant cette étude pour l'exposé de notre seconde partie, où seront associés dans le modèle proposé, les résultats de programmation linéaire avec la méthode de programmation dynamique.

Le principe de la modulation étant admis, nous montrerons au chapitre V que le problème de la régularité de l'approvisionnement en pétrole brut peut être résolu de deux façons différentes :

- soit par le stockage de régulation des pétroles bruts,
- soit par la modulation du frêt pétrolier.

En fin de chapitre, nous proposerons une méthode simple de calcul du coût de modulation sur brut qui minimise, pour une politique de traitement donnée, l'ensemble des coûts de transport et de stockage du pétrole brut.

Au terme de cette première partie, nous aurons montré qu'il est soit physiquement impossible, soit économiquement malsain, de fabriquer ou de transporter les produits au moment précis où ils sont demandés ; ainsi la gestion des stocks à tous les niveaux de la chaîne pétrolière s'impose.

IIème PARTIE : METHODE SEQUENTIELLE DE GESTION DES STOCKS

Bien que les problèmes de gestion de stocks soient aussi anciens que le monde, les premiers essais d'application des méthodes analytiques ne datent que du début de ce siècle. En 1915, FORD HARRIS et R.H.WILSON établissaient, vraisemblablement de façon indépendante, la formule de la rafale économique, mieux connue sous le nom de formule de WILSON ; celui-ci l'utilisait comme propriété fondamentale dans les systèmes

de gestion qu'il a vendus à plusieurs entreprises. Ce n'est qu'avec la seconde guerre mondiale, cause du développement de la recherche opérationnelle, puis la mise au point des calculateurs de grande capacité que la plupart des problèmes de stocks purent trouver une solution satisfaisante.

Le but de l'élaboration de notre modèle mathématique est d'obtenir un outil de travail pour la recherche d'une politique de stockage et de production optimale. A notre connaissance, les seuls essais de résolution du problème de la régulation pour les seuls stockages de produits finis furent tentés à partir de la méthode de programmation linéaire. Des études ont ainsi été consacrées à ce que les américains appellent le "multistage linear programming" et que nous traduisons par programmes linéaires multipériodiques ou enchaînés.

Nous ferons au chapitre II de notre seconde partie, l'analyse et la critique de ces modèles dont l'emploi s'est généralisé, avant de préconiser l'utilisation d'un modèle de programmation dynamique, qui nous semble plus adapté au problème de la détermination d'une politique de stockage et de production optimale à court terme.

Les coûts marginaux de raffinage associés aux objectifs de production des principaux produits soumis aux fluctuations saisonnières de la demande, déterminent pour une grande part les choix qui seront retenus. Cet aspect classique mais néanmoins important, sera étudié au chapitre premier ; nous présenterons d'ailleurs en préambule un essai de justification théorique du choix des coûts marginaux comme prix de cession interne de la fonction raffinage à la fonction stockage des produits finis.

Le mécanisme des décisions séquentielles et la méthode d'optimisation par récurrence qui constituent la base théorique de notre modèle seront exposés au chapitre III. Le choix qui sera fait d'un processus d'allocations de ressources par changement de variables d'état nous permet d'établir une correspondance directe entre les diverses grilles de calcul et ainsi de réduire considérablement les temps de calcul en machine. Les observations sur la nature mathématique et numérique du processus qui autorisent le calcul du nombre des itérations nécessaires dans le cas d'une évolution bi-dimensionnelle, retiendront l'attention du lecteur.

Enfin, l'aboutissement de travaux récents dans le domaine de la k -optimalité et de la méthode des multiplicateurs de LAGRANGE en programmation dynamique nous permet, dans le premier cas, d'explorer les solutions quasi-optimales au voisinage de l'optimum et dans le second cas, de réduire à l'unité la dimension des problèmes multidimensionnels qui ne manqueront pas de se poser dans la recherche des solutions aux problèmes concrets.

PREMIERE PARTIE

L'ECONOMIE DU STOCKAGE
DES HYDROCARBURES

PREMIERE PARTIE

Chapitre I



LA DEMANDE DES PRODUITS FINIS

P L A N

- I - LES FLUCTUATIONS SAISONNIERES DE LA DEMANDE
 - II - LES PREVISIONS DE CONSOMMATION A COURT TERME
-

LA DEMANDE DES PRODUITS FINIS

La demande des produits finis sur le marché détermine le programme de production en raffinerie et la politique de stockage des hydrocarbures. A ce titre, l'étude de la demande de chacun des principaux produits finis, et surtout la description des tendances saisonnières à court terme, sont justifiées par l'exploitation ultérieure des remarques que nous ferons dans ce chapitre.

Le nombre des produits finis issus du pétrole brut est très important, mais on a l'habitude de distinguer trois familles principales : les essences, les produits intermédiaires et les fuels lourds. Avant de s'intéresser à la demande de chacune d'entre elles, il convient de rappeler brièvement les caractéristiques du marché des produits finis.

Du côté de l'offre, l'Etat dispose d'un monopole d'importation des hydrocarbures ; ce monopole est délégué à un certain nombre de sociétés accréditées. Par le jeu des rendements en raffinerie et des cocktails de pétroles bruts traités, les produits finis sont liés et, dans une certaine mesure, substituables au niveau de la production.

La demande est très divisée pour les essences autres qu'essences aviation, le gas-oil et le fuel-oil domestique, distribués aux consommateurs en petites quantités. L'atomicité de la demande est moins grande pour les autres grands produits, fuels lourds, bitumes, et surtout les bases pour la pétrochimie livrées par trains complets ou par pipe-line aux grands consommateurs.

Il existe donc sur le marché des produits finis une situation d'oligopole contrôlée par l'Etat.

De plus, par la législation et par le régime des taxes, l'état intervient dans la fixation des prix sur le marché. Cependant, on constate que l'influence du prix sur la consommation est faible à court terme, pour l'ensemble des produits, et faible à long terme, pour ceux d'entre eux qui sont difficilement substituables (essences, bases pour la pétrochimie...).

L'élasticité-prix, qui s'exprime par le rapport

$$\eta = \frac{\frac{dq}{q}}{\frac{dp}{p}}$$

q = quantités
p = prix

est une quantité négative qui peut varier théoriquement de à zéro.

Une étude récente (1) pour les carburants automobiles conduit aux résultats exprimés dans le tableau ci-après :

Hyp. en Frs constants	Elasticité-prix
- Prix stables ⁺ qq % -	0
- Forte hausse + 10 % et dans le MT, c'est-à-dire que l'influence se fait sentir par la seule variation du kilométrage	- 0,94
- Forte baisse - 25 % (alignement sur la Belgique-Allemagne..), l'influence se manifeste par le kilométrage, par le parc et la consommation spécifique	- 0,7

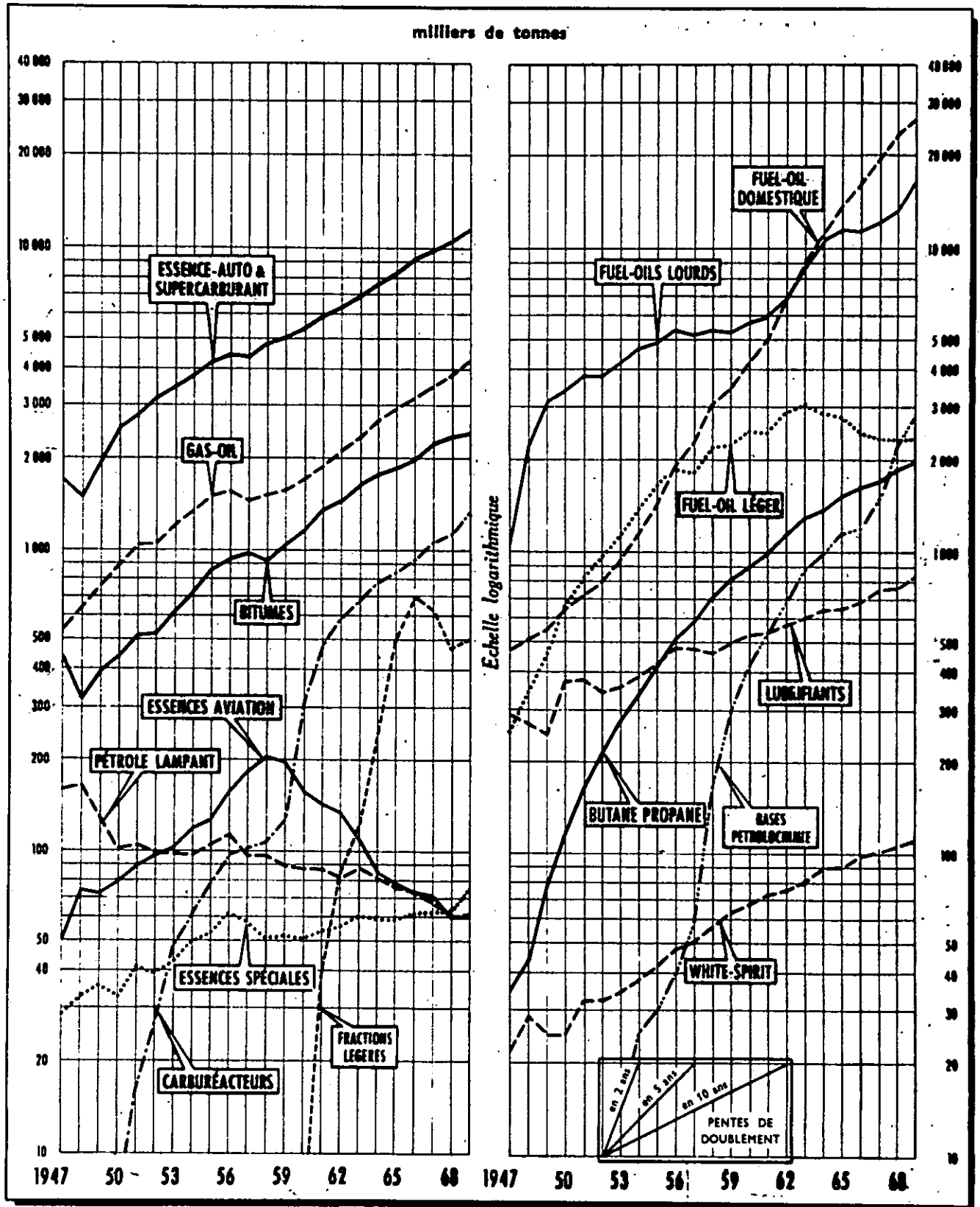
Par contre, pour les produits énergétiques non spécifiques (les fuels lourds), le prix peut déterminer à long terme le niveau de la demande, dans la mesure où il existe d'autres sources d'énergie substituables (gaz naturel, énergie nucléaire).

(1) L.M. HUAULT, La consommation des carburants en France, Thèse Université de Paris, Juin 1970, p.116.

GRAPHIQUE 1

EVOLUTION DES CONSOMMATIONS DE PRODUITS PETROLIERS

(Marché intérieur - Economie civile)



Le graphique 1 retrace pour la période 1947-1969 l'évolution des consommations annuelles de produits pétroliers. Le taux de croissance de la consommation globale est élevé (de l'ordre de 14 %), mais il est très variable d'un produit à l'autre.

La consommation des carburants automobiles est liée à l'évolution du parc automobile et du kilométrage annuel moyen parcouru ; son taux de croissance moyen est voisin de 8 % ; il correspond à un doublement de la consommation en moins de dix ans.

En ce qui concerne la consommation des produits intermédiaires, on constate une importante régression de la consommation des essences aviation au profit de la consommation des carburateurs. La consommation de F.O.D. pour les besoins de chauffage domestique était en forte progression ces dernières années (doublement tous les 3 ans, dû en grande partie à la substitution du charbon), mais on s'attend à une certaine stabilisation de la demande, le taux d'équipement maximum des particuliers devant être atteint dans les prochaines années (concurrence du gaz naturel).

La régression du charbon s'est aussi traduite par une augmentation de la consommation des fuels lourds et en particulier du fuel-oil n°2.

L'étude de la demande annuelle de chaque produit fini permet d'établir des prévisions de consommation à partir du "trend" de l'évolution de la demande à long terme.

La figure 1 ci-après indique la structure du marché intérieur pour l'année 1969.

Remarquons dès maintenant que les principaux produits finis, répartis en trois groupes d'analyse, couvrent plus de 85 % de la demande globale tous produits.

Carburants auto	16,1 %
FOD + GO + 1/2 Fuel léger	44,5 %
1/2 Fuel léger + Fuel lourd	24,6 %
Autres	14,8 %
Total	100 %

La répartition des produits retenue dans ce tableau est justifiée par les deux observations suivantes :

- Le fuel-oil domestique est un produit analogue au gas-oil moteur, mais qui ne supporte pas la taxe routière. Pour éviter la fraude fiscale, il est coloré en rouge et additionné d'agents traceurs au stade de la commercialisation.
- Le fuel-oil léger est obtenu à partir d'un mélange sensiblement équiproportion de bases gas-oil et de bases fuel-oil n°1.

Cette classification n'est bien sûr pas exhaustive, mais elle est très importante dans la mesure où elle regroupe, à l'exception des bitumes, tous les principaux produits finis qui sont soumis à de fortes fluctuations saisonnières de la demande.

Le problème de la production des bitumes pourra d'ailleurs être considéré comme non lié à la production des autres produits, car les quantités demandées sont relativement faibles et les bitumes, comme les lubrifiants, sont obtenus à partir de pétroles bruts particuliers dits "bruts de spécialité".

Nous utiliserons cette classification pour l'étude de la régulation au chapitre IV de la première partie, et pour construire notre modèle de la seconde partie.

CONSUMPTION DES PRODUITS FINIS

STRUCTURE DU MARCHÉ

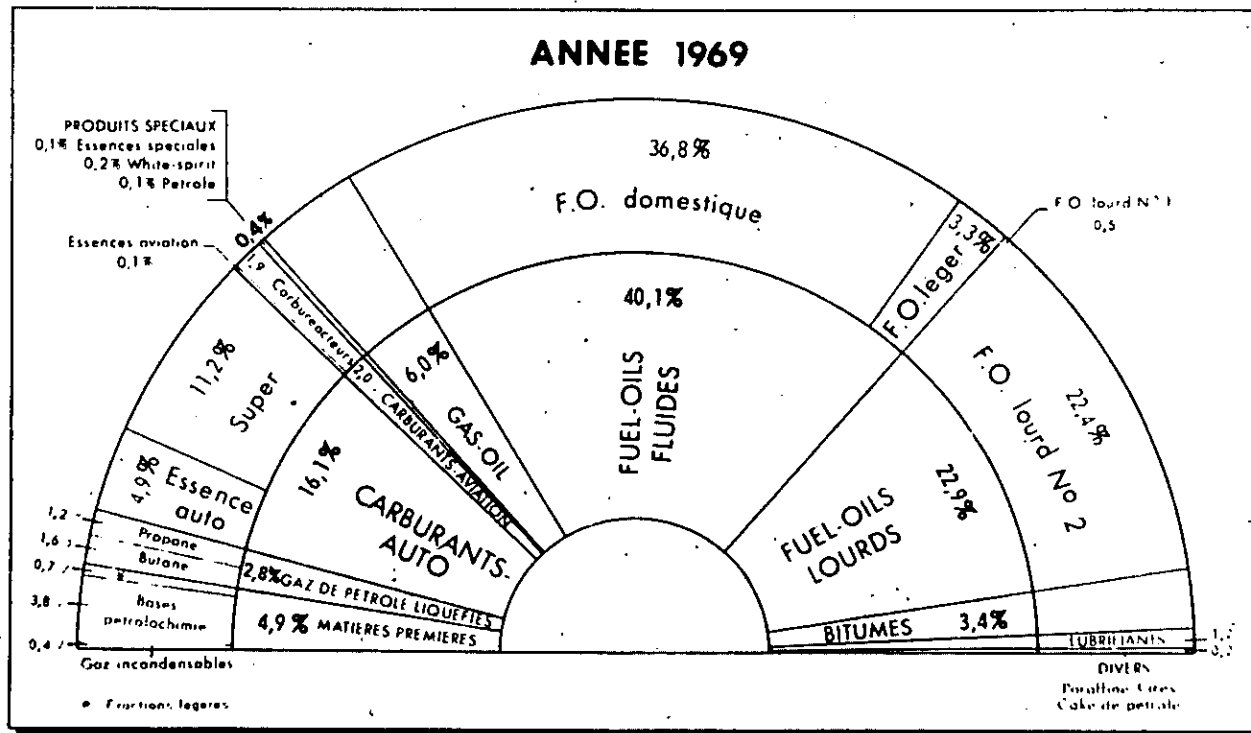


FIGURE 1

Source : C.P.D.P., p. C.12

I - LES FLUCTUATIONS SAISONNIERES DE LA DEMANDE

Les fluctuations saisonnières, comme l'indique leur nom, suivent le rythme des saisons et impliquent un mouvement périodique de la demande dont la période est l'année. Elles sont très importantes, comme le montrent les graphiques 2 et 3 ci-après, et on peut dire en première analyse qu'elles sont dues à deux causes principales :

- "les variations climatiques d'une part,
- et les variations de l'activité économique générale, d'autre part" (1).

Les variations climatiques se répercuteront sur la demande de fuel-oil domestique et de fuel-oil léger utilisés pour le chauffage des locaux ; la consommation de ces deux produits est faible en été, mais elle est très importante pendant les mois d'hiver. La rigueur de l'hiver qui, dans certaines régions, rend impossible la réparation et l'entretien du réseau routier, explique le creux de la consommation des bitumes pendant cette période.

Le faible niveau de l'activité industrielle pendant les 3 mois de juin, juillet, août, auquel correspondent des besoins de transport touristique accrus, a pour conséquence le creux de la consommation des fuels lourds, et la pointe de la consommation des essences automobiles. Le super-carburant est plus sensible que le carburant ordinaire aux pointes de la consommation pendant les vacances de Pâques et les vacances d'été, le carburant ordinaire, comme le gas-oil, étant utilisé principalement pour les véhicules industriels.

En règle générale, on peut dire que tous les produits issus du pétrole brut sont soumis à des tendances saisonnières plus ou moins accentuées de la demande, mais ce phénomène a surtout des incidences économiques importantes sur ceux d'entre eux qui font l'objet d'une production massive et pour lesquels les fluctuations saisonnières sont de forte amplitude.

(1) J.MASSERON, L'économie des Hydrocarbures, Technip, 1969, p.204.

Globalement, comme le montre le graphique 4, les variations de la demande des différents produits ne se compensent pas : 65 % environ des quantités de produits finis distribués en 1969 l'ont été pendant le semestre d'hiver.

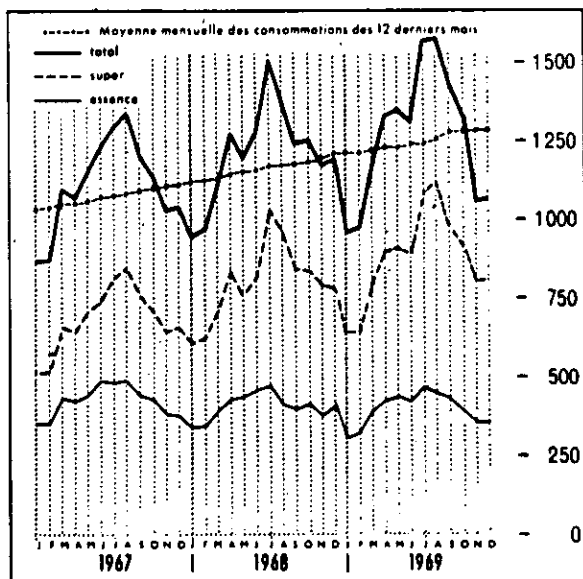
Le problème de l'adaptation de l'offre à la demande se posera donc pour chaque produit fini, avec, comme incidence globale, l'adaptation des quantités approvisionnées aux quantités variables de pétrole brut qui sont traitées par les raffineries.

Nous montrerons dans les prochains chapitres que les stocks de produits finis et de pétrole brut peuvent, dans la limite des capacités disponibles, jouer un rôle régulateur important.

GRAPHIQUE 2

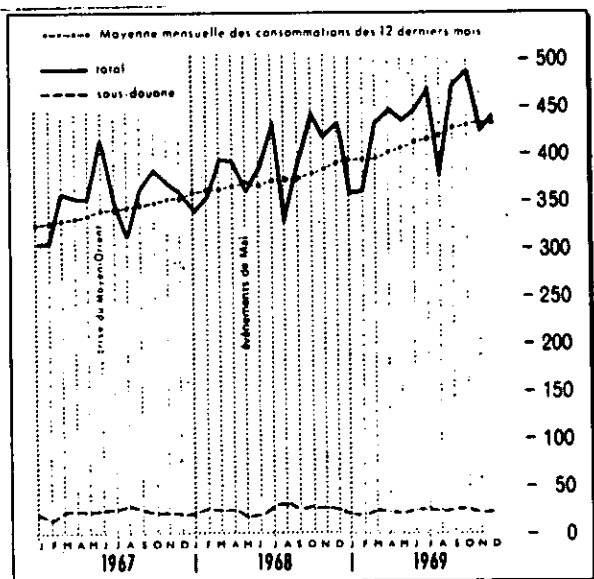
EVOLUTION DES CONSOMMATIONS MENSUELLES

milliers de m3



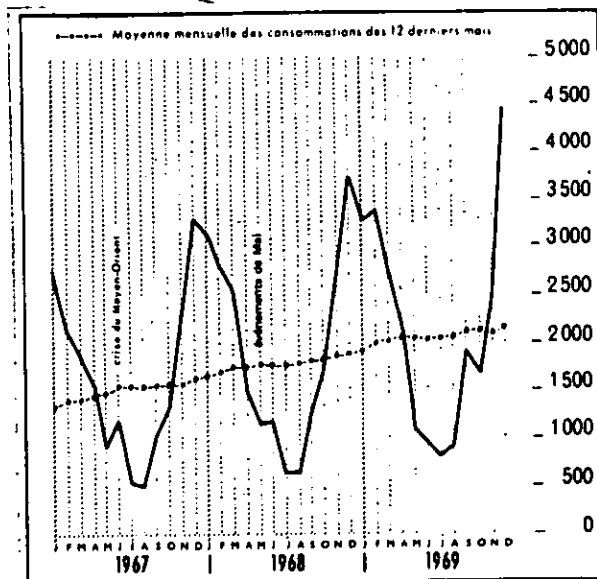
Essences auto et supercarburant

milliers de m3



Gas-oil

milliers de tonnes



Fuel oil domestique

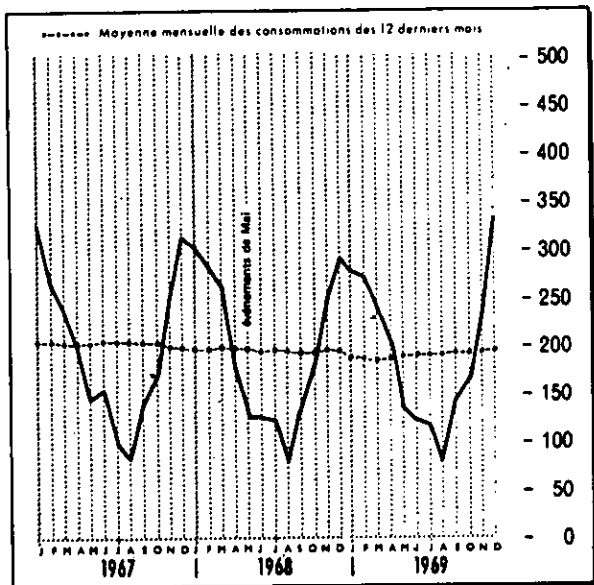
R.E. 23999

Source : C.P.D.P. 1969

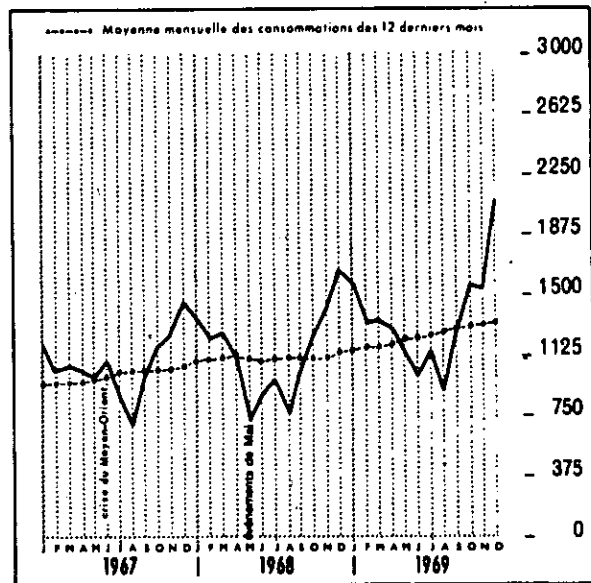
GRAPHIQUE 3

EVOLUTION DES CONSOMMATIONS MENSUELLES

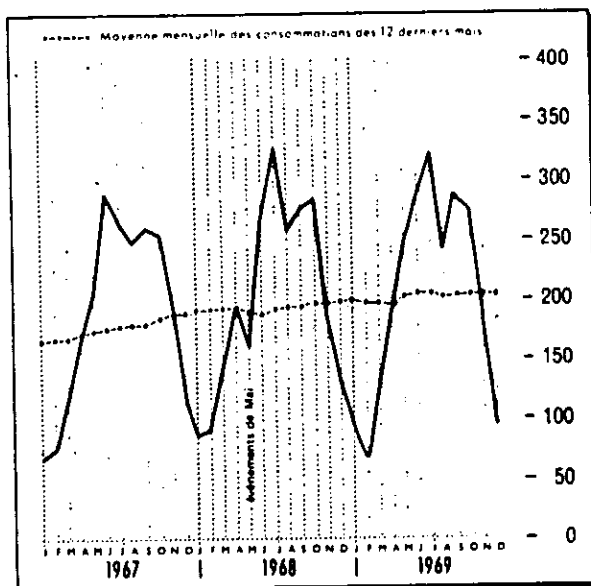
(en milliers de tonnes)



Fuel-oil léger



Fuel-oils lourds

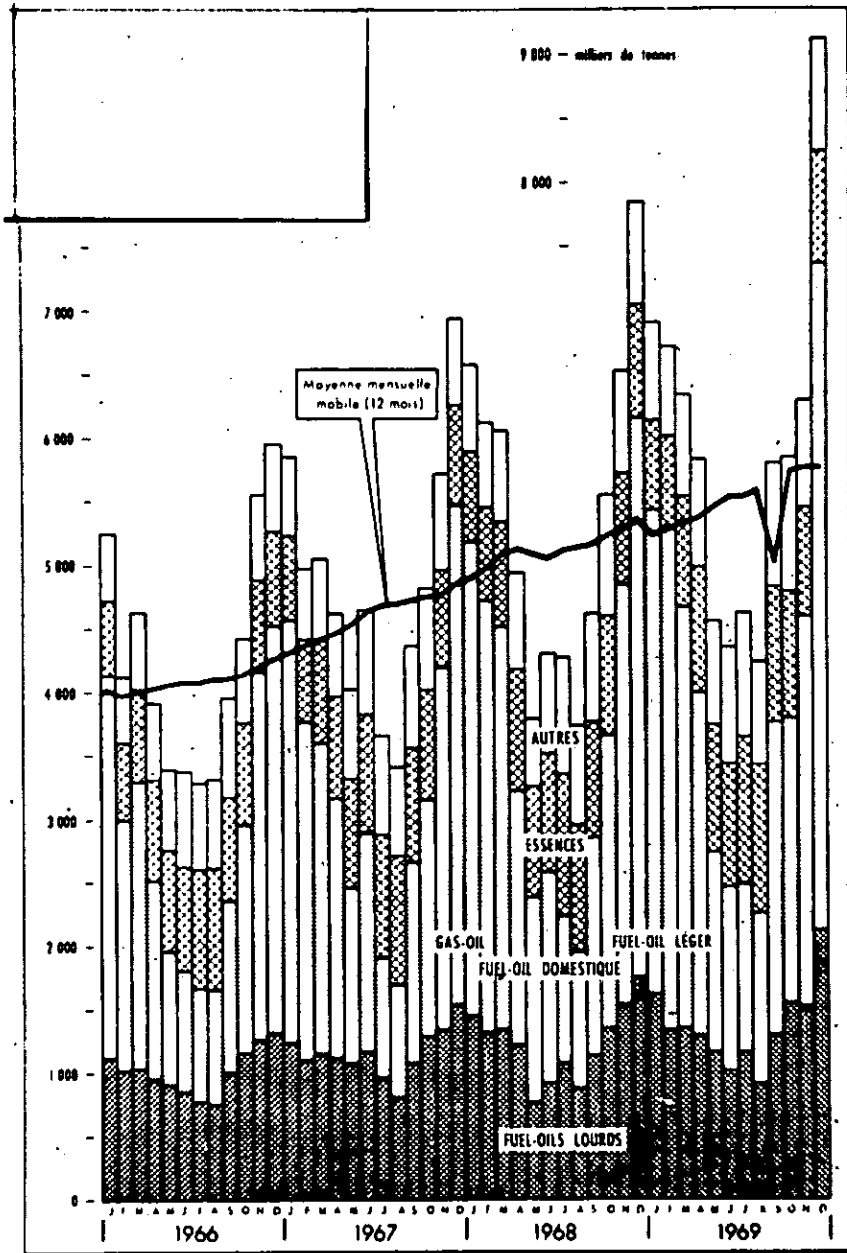


Bitumes (Road-oil, Cut back)

GRAPHIQUE 4

EVOLUTION SAISONNIERE DES CONSOMMATIONS

(1966 - 1969)



Source : C.P.D.P. 1969, p. C.16

SONAREP
S. E. C.
BIBLIOTECA

II - LES PREVISIONS DE CONSOMMATION A COURT TERME

Les méthodes de prévision à court terme diffèrent essentiellement de celles plus globales qui sont faites pour le long terme. Les prévisions à long terme (horizon 5 à 15 années) de la consommation annuelle des produits pétroliers ne tiennent pas compte des cycles courts de période inférieure à l'année, mais extrapolent les tendances - ou effets de trend - constatées sur les années précédentes.

Le trend est en général interprété et, si besoin est, modifié par la connaissance des variables exogènes au modèle de prévision. C'est ainsi que les prévisions de consommation de produits pétroliers énergétiques se font en dressant un bilan à partir des hypothèses de consommation des autres produits énergétiques : charbon, gaz naturel, énergie nucléaire. Le comportement des consommateurs et les substitutions possibles d'un produit à l'autre doivent être envisagées dans les différentes hypothèses de la mise en service plus ou moins rapide des nouveaux équipements qui autorisent, par exemple, le passage du fuel léger au fuel lourd pour les besoins énergétiques de l'industrie, des carburants auto au gas-oil pour les véhicules industriels, des essences aviation aux carburateurs.

Les prévisions à long terme sont indispensables à l'industrie pétrolière en raison des longs délais d'étude et de construction des capacités de traitement en raffinerie, des capacités de transport et de stockage qui permettent de faire face à l'augmentation de la consommation d'hydrocarbures.

L'intérêt des prévisions à court terme est tout autre. Les prévisions mensuelles déterminent le programme des approvisionnements en pétrole brut et le "routage" des navires, en même temps qu'elles autorisent l'étalement de la production et la constitution de stocks de régulation par anticipation de la demande de pointe.

Pour notre étude de la détermination d'une politique optimale de stockage à court terme (équipement constant), nous nous intéresserons aux seules prévisions mensuelles des fluctuations saisonnières de la consommation des produits finis. Il existe plusieurs modèles de prévision à court terme, les modèles

analytiques "qui consistent en la représentation formelle d'idées ou de connaissances relatives à un phénomène" (1) et les modèles par extrapolation, adaptatifs ou non, qui sont les plus communément utilisés.

Les séries chronologiques ou chroniques constituent l'historique des données disponibles. Dans le cas de prévisions mensuelles, on étudiera la chronique des consommations mensuelles du passé. Deux types de modèles élémentaires sont possibles pour le lissage des chroniques et la prévision par extrapolation (2) :

$$\begin{aligned}x(t) &= \bar{x}(t) + s(t) + e(t) && \text{modèle additif} \\x(t) &= \bar{x}(t) [1 + s(t)] \cdot e(t) && \text{modèle multiplicatif}\end{aligned}$$

$x(t)$ valeur de l'observation au temps t
 $\bar{x}(t)$ terme de tendance
 $s(t)$ terme de saisonnalité
 $e(t)$ aléa

Le terme de tendance $\bar{x}(t)$ est en général une fonction polynomiale, le terme de saisonnalité $s(t)$ une fonction périodique quelconque, l'écart entre la valeur observée et la valeur calculée à l'instant t , étant assimilé à l'aléa $e(t)$. Le modèle multiplicatif est souvent celui qui correspond le mieux à la réalité, l'amplitude de la variation saisonnière étant alors proportionnelle au niveau atteint par le terme de tendance.

Cependant, ces deux types de modèle sont assez rudimentaires, ils ne tiennent pas compte de la genèse des phénomènes observés ; aussi leur préfère-t-on parfois des modèles de prévision obtenus à partir d'une équation fonctionnelle de

(1) M.MALINVAUD, Méthodes statistiques de l'économétrie", Dunod

(2) H.KAUFMAN, Traitement général des chroniques, Thèse, Université de Dijon, Juin 1966, p.3

récurrance, du type :

$$\bar{x}(t) = \bar{x}(t-1) + \Delta x(t) + e(t)$$

$\bar{x}(t)$ valeur calculée
 $\Delta x(t)$ terme transitoire
 $e(t)$ aléa

L'écart entre la valeur calculée et la valeur observée à l'instant t étant de nouveau assimilé à un aléa $u(t)$, on obtient ainsi des modèles de prévision à deux aléas, de la forme :

$$x(t) = \bar{x}(t) + v(t) + u(t)$$

$u(t)$ aléa transitoire
 $v(t)$ aléa cumulatif.

A partir de ces modèles, le principe de la prévision adaptative est simple : il consiste à tenir compte des erreurs de prévision commises dans le passé, l'écart prévision-réalisation pouvant être affecté d'un poids décroissant au fur et à mesure que l'on s'éloigne dans le passé.

Nous avons reproduit ci-après (graphiques 5 et 6) les courbes de prévisions mensuelles (trait fort) et de réalisations (trait fin) pour la consommation des essences dans la région parisienne et Méditerranée, obtenues par H.KAUFMAN à partir d'un modèle de prévision adaptative qui utilise le lissage exponentiel (1).

On peut observer que les écarts entre prévisions et

(1) H:KAUFMAN, "Le lissage exponentiel, outil mathématique de prévision économique", Mémoire de thèse, Février 1965, IFP

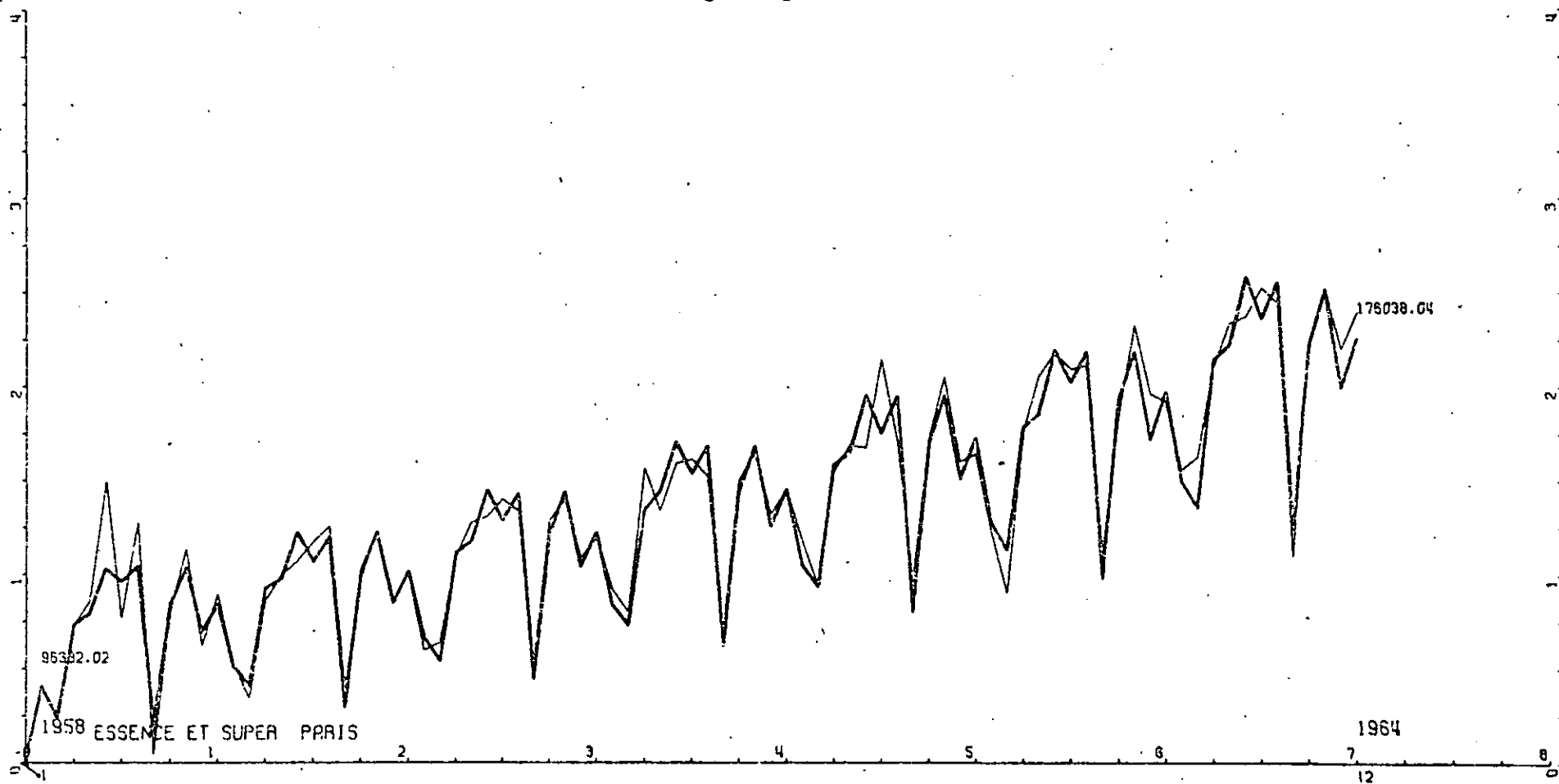
réalisations ne dépassent pas 5 %, et que l'écart global sur l'année est de l'ordre de 2 %.

A titre d'exemple, le graphique 7 donne pour une raffinerie moyenne (capacité de traitement de 3 millions de tonnes par an) la comparaison des prévisions d'enlèvement des produits avec les réalisations. Sans tenir compte des enlèvements du mois de novembre (grève de la raffinerie) et sans préjuger de la valeur des prévisions qui ont été faites, il faut constater que les écarts sont plus importants que ceux que nous venons d'observer sur un cas théorique.

GRAPHIQUE 5

PREVISIONS DE CONSOMMATION DES ESSENCES

Méthode de Lissage exponentiel

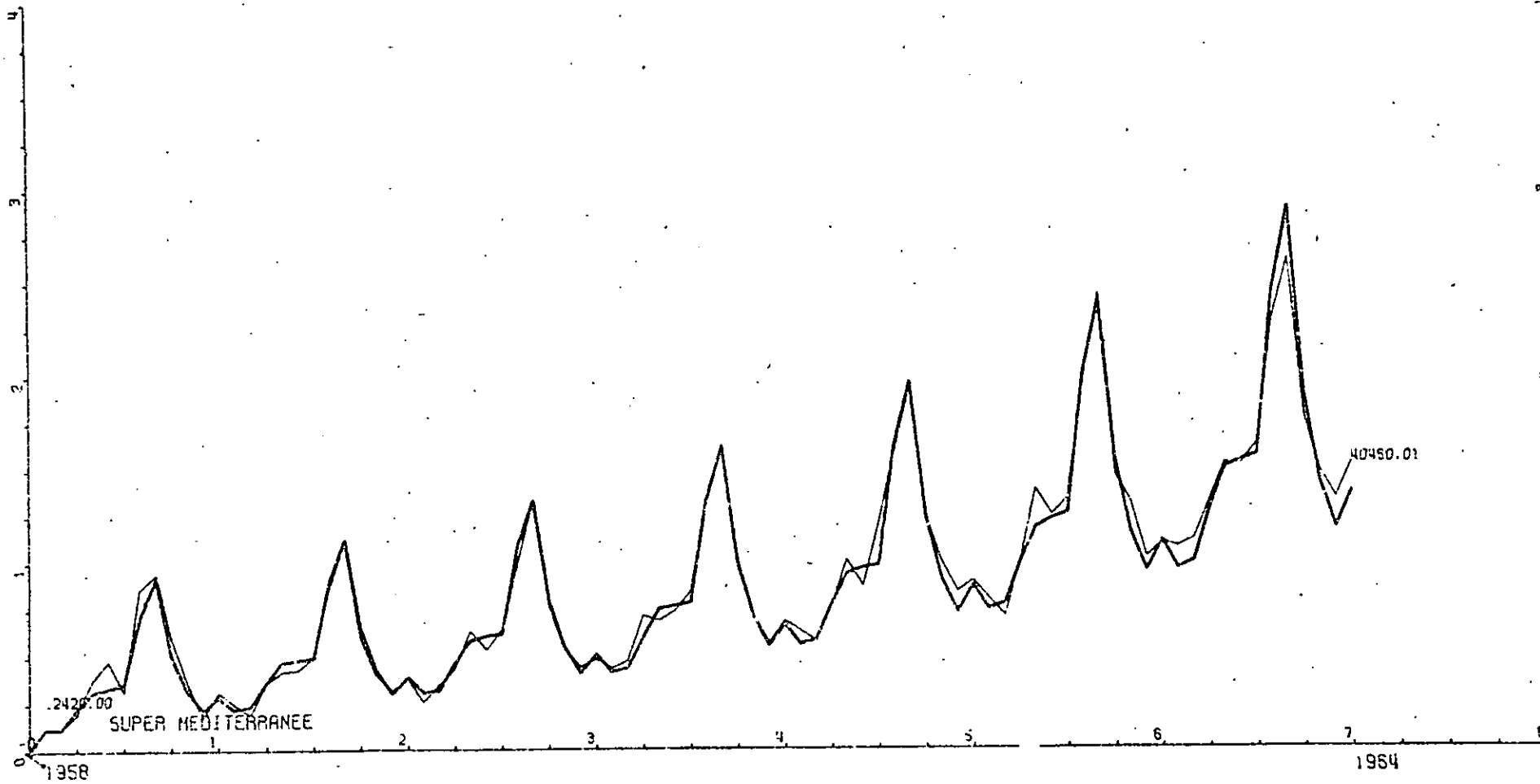


Source H. KAUFMAN - op. Cit. p. 226

GRAPHIQUE 6

PREVISION DE CONSOMMATION DU SUPER CARBURANT

Méthode de Lissage exponentiel

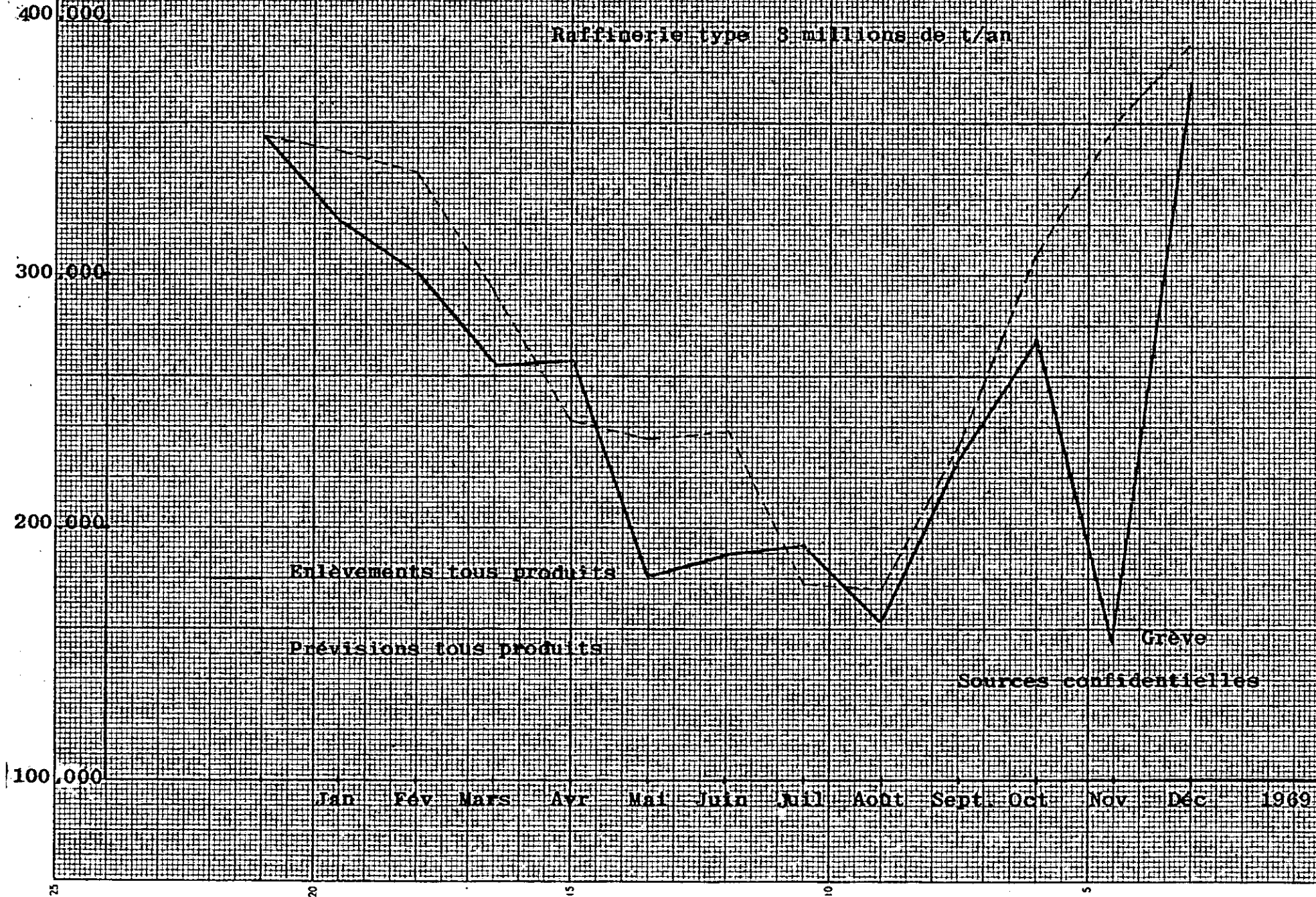


Source : H. KAUFMAN - op. Cit. - p. 227

GRAPHIQUE 7

COMPARAISONS DES PREVISIONS ET DES REALISATIONS

Raffinerie type 3 millions de t/an



Enlèvements tous produits

Prévisions tous produits

Grève

Sources confidentielles

Jan Fev Mars Avr Mai Juin Juil Août Sept Oct Nov Déc 1969

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

X. BOY DE LA TOUR

Rapport I.F.P. n° 16.529, déc.1968 (rapport interne)

C.P.D.P

Activité de l'Industrie Pétrolière, 1969, Tome I

L.M.HUAULT

La consommation des carburants en France, Thèse, Université de Paris, juin 1970.

H.KAUFMAN

Traitement général des chroniques, Thèse, Université de Dijon, juin 1966.

J.MASSERON

L'économie des Hydrocarbures, Technip, 1969.



PREMIERE PARTIE

Chapitre II

—

LE STOCKAGE DES HYDROCARBURES

P L A N

I - DE LA NECESSITE DU STOCKAGE

- A.- Le stockage technique
- B.- Le stockage de régulation
- C.- Le stockage de réserve
- D.- Incidence du prix des hydrocarbures sur le stockage

II - EVOLUTION DES CAPACITES DE STOCKAGE

- A.- Capacités globales et structure du stockage
- B.- Les capacités de stockage "Raffinage"
- C.- Les capacités de stockage "Distribution"

III - LES DIFFERENTS TYPES DE RESERVOIRS

- A.- Les réservoirs normalisés
- B.- Les réservoirs spéciaux
- C.- Les réservoirs souterrains

IV - CONTRAINTES LEGALES ET REGLEMENTATION

- A.- Réglementation des dépôts
 - B.- Le régime fiscal des entrepôts
 - C.- Les stocks de réserve légale
-

I - DE LA NECESSITE DU STOCKAGE

Dans tous les secteurs de l'activité nationale, se posent les problèmes du stockage des produits finis ou en cours d'élaboration, ainsi que celui des matières premières.

Ces stocks trouvent la plupart du temps leur justification dans la nécessaire adaptation de la production, qui doit être régulière et continue, à des enlèvements ou des approvisionnements qui sont discontinus et bien souvent aléatoires.

Nous avons dégagé au chapitre premier les tendances saisonnières de la demande des grands produits pétroliers. Au regard de ces variations importantes, la constitution de stocks peut apporter cette souplesse que l'on ne saurait atteindre par variation des rendements en produit de l'activité de raffinage. Le cas extrême est celui des gas-oils pour lesquels la demande se situe, en été et en hiver, très loin des rendements théoriques au topping de la plupart des bruts utilisés.

Enfin, il faut noter la part importante des hydrocarbures dans la balance énergétique nationale. Quand on sait que la plupart des bruts traités proviennent de territoires étrangers, il se pose naturellement aux Pouvoirs Publics le problème de la sécurité des approvisionnements. Le stockage de réserve, sans donner de façon absolue cette sécurité, permet cependant d'éviter une rupture brutale de l'activité de raffinage en cas de crise internationale grave.

A.- Le stockage technique

Situés en chaque point de rupture de charge, les stocks techniques interviennent à tous les stades de la fabrication et de la distribution.

Si l'on distingue entre les produits et entre les emplois, on obtient la classification suivante.

a) Pour les bruts :

- Stockage sur les champs de production et aux terminaux des pipes de chargement du pétrole brut des pays exportateurs.

- Stockage aux installations portuaires des pays importateurs avec le problème de la réception des super-tankers (1).

- Les stocks de brut en raffinerie, stocks-tampons qui assurent la liaison entre les livraisons par tankers ou pipelines et les opérations de raffinage.

b) Pour les produits finis :

- Les stocks de produits finis et demi-finis en raffinerie, font la liaison entre les différents traitements et comprennent aussi les produits intermédiaires avant mélanges.

- En dépôt de distribution, les stocks de produits finis assurent le relai entre les expéditions massives ex-raffinerie et les livraisons aux utilisateurs dont la consommation ne justifie pas les livraisons en droiture. Ils contribuent, eux aussi, pour leur part, au rôle régulateur imputé au stockage de produits finis en raffinerie.

- Les stocks chez les utilisateurs mettent ceux-ci à l'abri des à-coups de la distribution, et diminuent le coût de mise en place des produits en permettant la livraison de tonnages importants.

B.- Le stockage de régulation

Nous avons évoqué au chapitre précédent l'importance des fluctuations de la demande de produits finis, en fonction des saisons et des circonstances climatiques.

Reprenons l'exemple du fuel-oil domestique dont 30 % de la production annuelle sont consommés pendant les 6 mois d'été. Dans l'hypothèse où la marche de la raffinerie reste identique sur toute l'année, l'excédent de production pendant cette période (50 % - 30 % = 20 %) devra être stocké ; soit un tonnage compris entre 2 mois et 2 mois et demi de la demande de fuel-oil domestique désaisonnalisée.

(1) Navires pétroliers de 100 000 tonnes dead weight et plus.

Ce schéma extrême trahit la réalité, en ce sens que la production n'est jamais constante sur l'année, l'art du raffineur étant d'adapter dans la mesure du possible la production à la demande, d'abord globalement sur la longue période pour éviter les excédents, mais aussi sur la courte période, nous dirons mensuellement, pour éviter un stockage toujours onéreux des produits finis.

Il demeure cependant, comme nous le verrons plus avant, que la modulation par la production n'est ni toujours possible ni toujours souhaitable, celle-ci pouvant être parfois réalisée à meilleur compte par le stockage.

C.- Le stockage de réserve

Lorsque les approvisionnements en pétrole ont été menacés, par suite des perturbations dans le ravitaillement en pétrole dû à la guerre de Corée (1951) et aux événements de Suez (1956-1967), le stockage de réserve est apparu comme une précaution saine, conforme au voeu général.

Observons que ce problème peut être envisagé sur trois plans bien distincts. C'est ainsi que le stockage de réserve peut assurer :

- la sécurité d'ordre industriel et commercial, visant à éviter qu'un pays qui reçoit de l'étranger la quasi-totalité d'une matière première indispensable à son économie soit étroitement tributaire de ses fournisseurs sur le plan purement commercial;

- la sécurité contre les éventualités de diverses natures : guerre, troubles intérieurs, boycotts politiques etc... survenant dans les pays extra-européens, fournisseurs);

- la sécurité dans l'hypothèse d'un conflit généralisé qui se traduirait alors par un arrêt total des arrivages avec des difficultés éventuelles de transports intérieurs.

Toutefois, il existe une alternative qui consiste à promouvoir une politique de diversification des sources d'approvisionnement, accompagnée si possible de participations importantes au sein des pays producteurs. Il est bien évident que cette solution théorique peut assurer la sécurité d'une nation grosse importatrice de brut, compte-tenu du coût élevé des stocks de réserve.

D.- Incidence du prix des hydrocarbures sur le stockage

Peut-on parler de stockage spéculatif lorsque les prix des produits obéissent à des règles simples et fiables ?

Nous ne le pensons pas. S'il est une mauvaise gestion qui consiste à assimiler l'entreprise à un champ de course en spéculant sur les stocks, dans l'industrie du pétrole, les tendances saisonnières de la demande sont telles, qu'elles se répercutent par une variation tout à fait prévisible à la hausse ou à la baisse des prix des produits finis. D'ailleurs, ces variations ne mesurent que la difficulté des raffineurs à obtenir des rendements variables en produit, à partir des bruts qui leur sont livrés.

A titre indicatif, nous avons reproduit ci-dessous les cotations du marché de Rotterdam de deux mois significatifs (été-hiver 1969) pour quelques grands produits :

	Hiver Décembre 69	Eté Août 69
Essences	NOR 90 18 \$/t	19 \$/t
	NOR 99 25,5 \$/t	25 \$/t
Gas-oil	20,5 à 21 \$/t	19,5 à 20 \$/t
Fuel-oil n°2	11,5 \$/t	9,5 \$/t

Quelle est maintenant l'incidence du prix des produits sur la constitution des stocks ? Imaginons une entreprise fictive qui se trouve dans l'obligation d'importer l'hiver du fuel qu'elle se procure sur le marché à un prix élevé. N'aurait-elle

pas trouvé avantage à stocker l'été ce fuel qu'elle aurait achetée à bas prix ?

La réponse à de telles questions n'est bien sûr pas immédiate ; elle dépendra des variations de prix comparées au coût des stockages, ainsi que des capacités de stockage disponibles et du coût des investissements nouveaux.

II - EVOLUTION DES CAPACITES DE STOCKAGE

A.- Capacités globales et structures du stockage

Toutes ces raisons font que le stockage a pris une place considérable dans les activités des sociétés pétrolières. Le tableau 1 ci-après retrace pour la période 1952-1969 l'évolution générale des capacités de stockage tous produits.

En 1969, la capacité totale de stockage des hydrocarbures s'est accrue de 6,6 millions de m³, passant de 31,5 à 38 millions de m³, soit une augmentation relative de près de 21 %.

En 1952, la capacité totale n'était que de 7 millions de m³ soit, sur la période 1952-1969, un taux moyen d'augmentation de l'ordre de 10 %. Toujours la même année, le taux d'accroissement n'était que de 9 %.

Ce phénomène d'accélération peut être constaté sur toute la période d'analyse ; c'est ainsi que la courbe qui donne l'évolution des capacités, année par année (voir figure 1) peut être assimilée à une logistique dont le point d'inflexion ne serait pas encore atteint.

Une tentative d'explication de ce phénomène peut être formulée. Les stockages de réserve et les stockages techniques sont, en première approximation, proportionnels aux volumes d'hydrocarbures consommés. La croissance régulière de la consommation (8 % par an) ne peut donc pas expliquer seule cette forte augmentation du taux de croissance des capacités de stockage.

A l'opposé, pour ce qui concerne le stockage de modulation, les fluctuations de la demande ayant eu tendance à s'accroître (en particulier pour le fuel-oil domestique, produit dont la consommation a le plus augmenté ces dernières années) les besoins de stockage ont augmenté plus vite que la consommation. On remarque d'ailleurs que le stockage de modulation est constitué de préférence en raffinerie et que les capacités de stockage constituées en raffinerie présentent une forte tendance exponentielle (figure 1).

CAPACITE DE STOCKAGE

TABLEAU 1

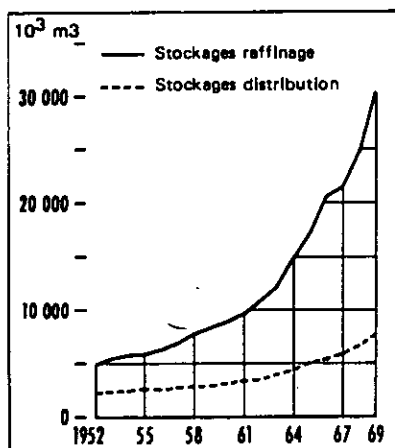
Capacités globales (raffinage et distribution)

Situation en fin d'année	STOCKAGES RAFFINAGE (PETROLE BRUT - PRODUITS INTERMEDIAIRES - PRODUITS FINIS)			STOCKAGES DISTRIBUTION (PRODUITS FINIS) (1)
	EN RAFFINERIES	DEPOTS ANNEXES	TOTAL	
1952	4 501	381	4 882	2 299
1953	4 901	447	5 348	2 361
1954	5 293	477	5 770	2 407
1955	5 404	501	5 905	2 532
1956	5 773	521	6 294	2 495
1957	6 346	576	6 922	2 678
1958	7 053	690	7 743	2 775
1959	7 701	732	8 433	2 948
1960	8 170	736	8 906	3 043
1961	8 783	878	9 661	3 256
1962	9 943	1 027	10 970	3 329
1963	11 215	1 058	12 273	3 896
1964	13 459	1 480	14 939	4 397
1965	15 751	1 508	17 259	5 003
1966	18 255	2 390	20 645	5 294
1967	19 070	2 525	21 595	5 959
1968	22 090	2 834	24 924	6 622
1969	24 023	6 397	30 420	7 757

(1) Dépôts civils actifs produits blancs et combustibles liquides (à l'exclusion des gaz liquéfiés) + huiles de graissage et bitumes, non compris les dépôts d'une capacité inférieure à 200 m³.
N.B. Les capacités de stockage (pétrole brut) de la Fenouillère, au départ du pipeline Sud-Européen (1 750 000 m³ début 1970) ne sont pas comprises dans les tableaux ci-dessus et ci-dessous.

FIGURE 1

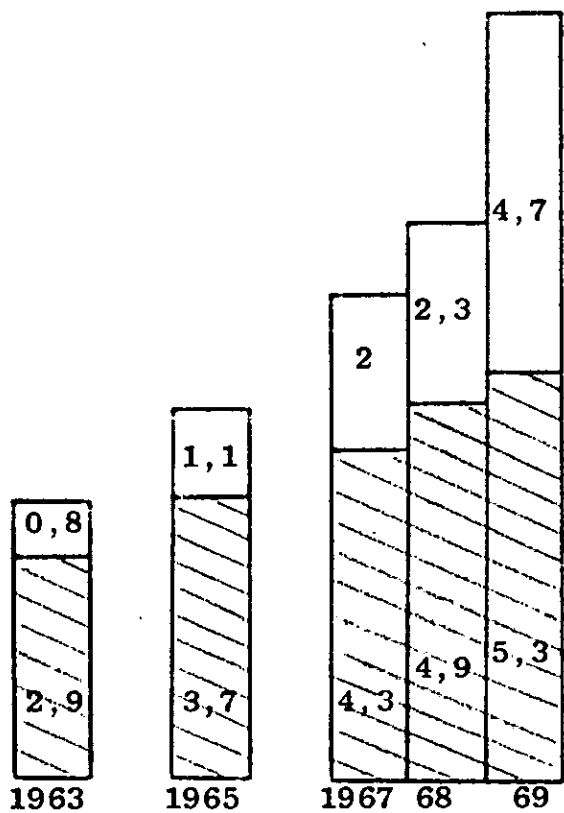
Capacités globales (raffinage et distribution)



Source : C.P.D.P. Eléments statistiques 1969, p. B.61



FIGURE 2

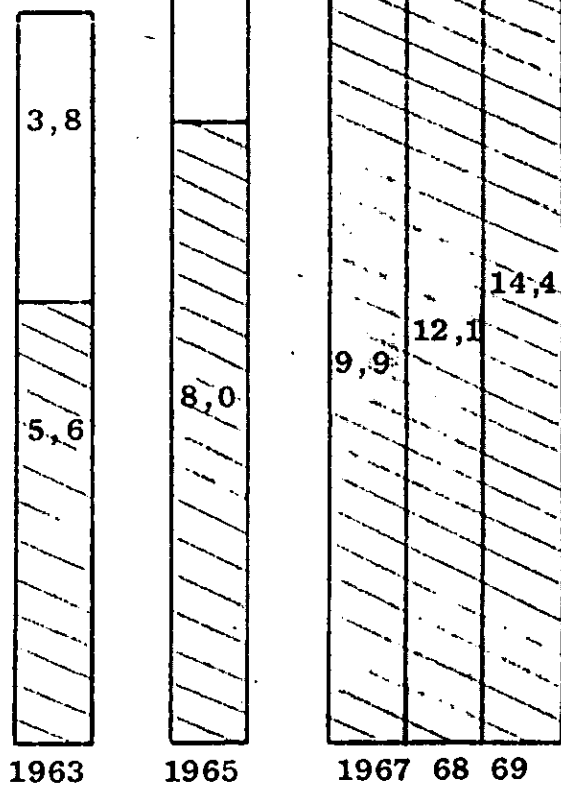
STRUCTURE DU STOCKAGE



PETROLE BRUT

Capacités de stockage en 10^6 m³

-  hors raffineries
-  en raffineries



PRODUITS FINIS

Pour ce qui concerne la répartition des stockages entre dépôts de la distribution et raffineries, il nous a semblé intéressant d'établir le graphique de la figure 2 ci-avant, qui fait apparaître les tendances de cette répartition pour le pétrole brut et les produits finis.

Comme nous l'avons déjà constaté, la part des stocks de distribution relative aux produits finis ne cesse de décroître. A l'inverse, les capacités de stockage du pétrole brut, constituées hors raffineries sont passées, pendant la dernière décennie, de 20 à près de 50 %. Cette évolution rapide s'explique vraisemblablement par l'augmentation de taille des navires pétroliers, et par là même des stockages destinés à les réceptionner, en même temps que par la politique d'implantation des raffineries dans les zones de forte consommation éloignées des ports.

B.- Les capacités de stockage "raffinage"

On entend généralement par stockage "Raffinage", les stockages utilisés par le raffineur, qu'ils soient constitués en raffinerie ou hors raffinerie dans des dépôts annexes de la raffinerie.

Le tableau 2 retrace, pour la période 1958-1959, l'évolution des capacités "Raffinage" utilisées pour le pétrole brut, les produits intermédiaires et les produits finis.

La répartition des capacités de stockage entre les trois groupes est restée relativement stable tout au long de la période :

30 % pour le pétrole brut,
20 % pour les produits intermédiaires,
30 % pour les produits finis.

Les capacités de stockage raffinage ont plus que triplé, alors que, dans le même temps, les quantités de brut traitées passaient de 29,8 à 80,3 millions de tonnes par an, soit un coefficient d'accroissement de 2,7 (1).

L'analyse par zone de raffinage donnait, fin 1968, la répartition suivante (1) :

Basse-Seine	36,7 %
Région parisienne	7,5 %
Basse-Loire	6,4 %
Gironde	5,2 %
Etang de Berre	23,5 %
Languedoc	2,6 %
Région Lyonnaise	4,5 %
Nord	6,6 %
Alsace	7,0 %
	<hr/>
	100,0 %

(1) C.P.D.P. " Stockages pétroliers", Note d'Information Economique, septembre 1969, p.5 et 6

CAPACITE DE STOCKAGE RAFFINAGE

Tableau 2

Evolution générale pour la France
Situation au 31 décembre de chaque année

(1000 m3)

	1958	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969*
Pétrole brut	2 399	3 728	4 542	4 809	5 815	6 373	7 273	8 859
dont avec réchauffeur	1 256	2 048	2 117	2 267	2 381	2 378	2 421	2 970
Produits int.	1 600	2 907	3 499	4 404	5 435	5 340	5 534	5 833
dont avec réchauffeur	847	1 400	1 707	1 893	2 200	2 155	2 137	2 142
Prod. finis	3 744	5 638	6 898	8 046	9 395	9 882	12 117	12 465
dont avec réchauffeur	1 706	2 499	3 076	3 278	3 358	3 476	4 146	4 248
Tous produits	7 743	12 273	14 939	17 259	20 645	21 595	24 924	27 157
dont avec réchauffeur	3 809	5 947	6 900	7 438	7 939	8 009	8 704	9 360

* Au 1er Juillet 1969

NB-Les capacités de stockage (pétrole brut) de la Fenouillère, au départ du pipe-line sud-européen (1 464 000 m3 début 1969) ne sont pas comprises dans le tableau ci-dessus.

Source : CPDP, Note d'information Economique, Septembre 1969, p.10

C.- Les capacités de stockage "Distribution"

On entend par stockage "Distribution", les stockages en dépôt, qu'ils soient la propriété des sociétés pétrolières ou celle des revendeurs, à l'exclusion des petits dépôts de capacité inférieure à 200 m³, du stockage à la pompe et chez le consommateur. De plus, ne sont pas comptabilisées dans cette rubrique, les capacités de dépôts hors d'usage ou fermés (dépôts passifs) ainsi que celles des dépôts annexes des raffineries (comptées dans les stockages "raffinage").

Le tableau 3 ci-après montre que pour la période 1958-1969, les capacités de stockage en dépôt ont été multipliées par 2,5 (de 2,6 à 6,4 millions de m³), soit un coefficient voisin de celui qui caractérise l'accroissement de la consommation, puisque ce dernier, comme nous l'avons vu précédemment, est égal à 2,7.

La figure 3 retrace l'évolution des capacités de stockage en dépôt. Il apparaît que la tendance actuelle est de construire des dépôts de grande capacité (50 000 m³ et plus), la moyenne s'établissant fin 1968 aux environs de 10 000 m³. La ventilation par tranche de capacité montrerait d'ailleurs que les dépôts de plus de 50 000 m³, relativement peu nombreux (4,1 % du nombre des dépôts) totalisent à eux seuls 40 % de la capacité totale de stockage (1).

Il ne nous a pas semblé intéressant, à l'instar du Comité Professionnel du Pétrole, de rapprocher les capacités de stockage d'une région aux consommations de cette région. En effet, il faudrait tenir compte des capacités "Raffinage" puisque la répartition Raffinage-Distribution peut être différente d'une région à l'autre. De plus, les circonscriptions d'action régionale ne correspondent pas exactement aux zones d'action des raffineries et des dépôts qui leur sont rattachés.

(1) C.P.D.P. "Stockages Pétroliers", Note d'Information Economique
Septembre 1969; p.8

CAPACITES DE STOCKAGE DISTRIBUTION

TABLEAU 3

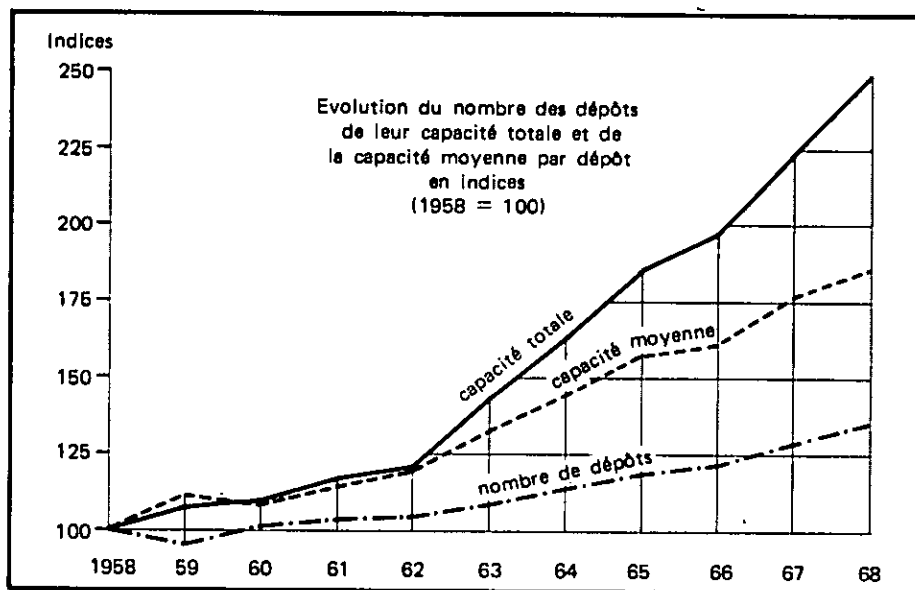
Evolution générale pour la France
Situation au 31 Décembre de chaque année

(Capacités en 1 000 m3)

	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968
1 - Nombre de dépôts	501	483	506	516	519	543	565	592	612	639	676
2 - Capacité sans réchauf. .	1 901	2 019	2 087	2 273	2 360	2 840	3 331	3 874	4 121	4 669	5 249
3 - Capacité avec réchauf. .	660	715	713	729	750	829	840	890	931	1 069	1 126
4 - Capacité totale (2 + 3) .	2 561	2 734	2 800	3 002	3 110	3 669	4 171	4 764	5 052	5 738	6 375
5 - Capacité moyenne (4/1) .	5,11	5,66	5,53	5,82	6,08	6,75	7,38	8,04	8,25	8,98	9,43

FIGURE 3

Evolution générale pour la France



Source : C.P.D.P., Note d'Information Economique, Sept. 1969, p. 18

III.- LES DIFFERENTS TYPES DE RESERVOIRS

Nous venons de constater l'importance des stockages d'hydrocarbures et d'en admettre la nécessité. Le problème qui se pose alors au technicien est de concevoir un réservoir adapté à chaque produit et aux quantités qui doivent être conservées.

L'extrême diversité des solutions retenues pour chaque cas particulier nous incite à établir une classification des différents réservoirs. Plusieurs critères sont proposés par les auteurs. Nous citerons :

- la position par rapport au niveau du sol (réservoirs aériens ou souterrains),
- la nature du matériau utilisé (acier, béton armé) et les méthodes d'assemblage (soudage, rivage),
- la mobilité (réservoirs fixes ou citernes des engins de transport),
- la tension de vapeur des produits stockés, importante pour les calculs de résistance des matériaux.

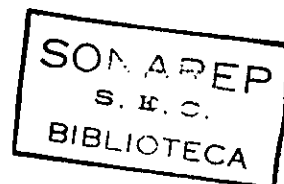
Pour des raisons de sécurité et de nuisance, les pouvoirs publics se sont préoccupés de la construction des réservoirs en normalisant les plus classiques d'entre eux, c'est-à-dire les réservoirs aériens, cylindriques, à axe vertical.

A.- Les réservoirs normalisés

Trois groupes ont été prévus par la commission de normalisation suivant le critère de la tension de vapeur des produits stockés.

Groupe G1, réservoirs destinés à stocker des produits peu volatils dont la pression en phase gazeuse est comprise entre $-2,5 \text{ g/cm}^2$ et 5 g/cm^2 . Ce sont essentiellement les fuels, les bitumes, huiles de graissage et pétrole lampant.

Groupe G2, réservoirs dits à "moyenne pression", dont les soupapes sont tarées à -5 g/cm^2 et 25 g/cm^2 . Ils sont destinés aux essences, pétroles bruts et kérosène.



Groupe G3, réservoirs dont la pression peut atteindre + 150 g/cm² et -5g/cm²; ils doivent permettre d'éviter la quasi-totalité des pertes en produits volatils contenus dans les essences et les pétroles bruts.

Réservoir T : ce sont des réservoirs transportables par fer, d'un diamètre de 3 m.

Cette terminologie est complétée par les lettres R et S suivant que les réservoirs sont de construction rivée ou soudée (1). Ces réservoirs sont le plus souvent munis d'un grand nombre d'équipements adaptés aux diverses conditions d'exploitation. Nous citerons les plus classiques d'entre eux :

- équipement d'entrée et de sortie du produit,
- équipement d'accès et de visite,
- équipement de sécurité,
- jaugeage et protection contre la corrosion,

en notant que les réservoirs destinés aux produits lourds (huiles, fuels, bitumes, asphaltes) sont équipés de réchauffeurs à serpentin ou à plan d'eau chaude.

Les bruts sont parfois réchauffés pour faciliter leur décantation en réservoir.

Le principal reproche que l'on peut faire aux réservoirs normalisés, c'est de n'apporter au problème des pertes que la solution des fortes pressions et des épaisseurs de tôle importantes. Des recherches ont donc été entreprises, qui ont conduit à des techniques de stockage particulières dont la plus connue est celle du toit flottant.

(1) Annexe I, normes dimensionnelles des réservoirs G1S et G2S

B.- Les réservoirs spéciaux

Notre but n'est pas d'étudier ici tous les réservoirs conçus ou réalisés pour le stockage des hydrocarbures. Certaines expériences originales et séduisantes n'ont malheureusement pas pu être généralisées et accéder pour le moment au stade opérationnel. Il en est ainsi des méthodes qui consistent à diminuer la tension de vapeur des hydrocarbures, par application à la superficie du liquide, soit d'un film moléculaire de produits fluorés, soit d'une émulsion de petites sphères creuses d'un diamètre de 20 à 40 microns (1).

A l'opposé, des réservoirs dits "spéciaux" sont devenus d'un usage tout à fait courant.

Les réservoirs à haute pression, sphéroïdes ou hémisphéroïdes de type "Horton" sont conçus pour des pressions de 2,1 kg/cm² et des volumes atteignant 19 000 m³. Ils suppriment totalement les pertes d'essence par évaporation, et diminuent considérablement les pertes au remplissage. Deux variantes de ce procédé sont assez largement utilisées, les réservoirs haute pression de type "Caquot" qui ne comportent pas d'armatures internes, et les réservoirs de type "Hammond" qui présentent un renforcement périphérique à la toiture et au fond.

Les réservoirs à toit flottant sont maintenant très utilisés pour le stockage du pétrole brut et des produits à tension de vapeur moyenne. Un ponton flottant suit automatiquement la surface du liquide en supprimant totalement la phase vapeur. Les pertes ne sont dues qu'à la mauvaise étanchéité du joint périphérique et sont donc considérablement réduites. Le réservoir à toit flottant couvert de la société Horton (2) est le réservoir de ce type le plus répandu.

Les réservoirs à toit respirant, un peu moins connus que les précédents, sont munis d'une cloche gazométrique qui permet à la phase gazeuse d'occuper un volume variable. Ce dispositif

(1) Procédé de la Standard Oil of Ohio

(2) "Horton Double-Deck Floating Roof", Annexe I

élimine les pertes par respiration dues aux variations extérieures de température. La "vapsosphère" (1), réservoir sphérique, muni d'une membrane élastique interne, peut être reliée en phase gazeuse à un groupe de réservoirs à toit fixe.

Seuls les réservoirs à compensation hydraulique, suppriment totalement les pertes sans augmentation de pression interne. Dans le système "cantacuzène", la phase vapeur est constamment remplacée par un liquide économique, l'eau. Deux remarques s'imposent : l'hydrocarbure stocké ne doit pas être miscible à l'eau, la compensation n'est jamais exacte entre les deux liquides (usure différente des pompes) et l'exploitation de ces réservoirs est très délicate.(2)

C.- Les réservoirs souterrains

Le stockage souterrain des hydrocarbures apporte une solution élégante au problème de l'encombrement du sol, de la sécurité de l'environnement et des nuisances en zone urbaine. Dans certains cas, lorsqu'on utilise des structures naturelles ou déjà construites, il peut être préféré au stockage aérien pour des raisons économiques.

Une première possibilité consiste à disposer sous le niveau du sol des réservoirs analogues à ceux que l'on rencontre en surface. Cette solution est très onéreuse, elle n'est utilisée que pour le stockage en faible quantité chez le consommateur ou en distribution chez le pompiste ; elle ne retiendra pas vraiment notre attention dans la mesure où les techniques utilisées ne sont pas nouvelles.

Pour ce qui est des autres possibilités, deux grandes classes peuvent être dégagées : le stockage en nappe aquifère d'une part, et le stockage en caverne d'autre part.

(1) "Horton lifter roof", annexe I

(2) Réservoir à compensation hydraulique, annexe I

Le stockage en nappe aquifère consiste à utiliser les vides intergranulaires de certaines roches à des fins de stockage, en recréant artificiellement un gisement. L'eau est déplacée temporairement par le fluide qui, en raison de la faible perméabilité des roches, ne peut être que gazeux. La fracturation, utilisée de la même manière qu'en production des gisements, améliore la perméabilité et la pénétration du gaz ainsi que la récupération.

Le stockage en caverne autorise à la fois le stockage des liquides et des gaz. Il fait appel à l'intervention de l'homme pour creuser des cavités dans des terrains imperméables aux hydrocarbures ou rendus imperméables par le gel.

Dans certaines régions, de nombreuses mines abandonnées peuvent constituer des gites intéressants, dans la mesure où elles peuvent être économiquement raccordées au réseau pétrolier.

Le stockage en terre gelée du gaz naturel liquéfié a été utilisé en Algérie pour l'usine de liquéfaction d'Arzew. La méthode consiste à réaliser une fouille en terrain perméable, qui est ensuite recouverte d'un toit, isolant thermique. Une congélation préalable du sol est réalisée à l'aide d'un serpentин véhiculant de la saumure à -25°C ou du propane liquide à -60°C . (1). Le coût des stockages ramené au m^3 de gaz liquéfié serait particulièrement intéressant, mais les pertes en produit par évaporation sont élevées.

Enfin, la technique qui consiste à creuser des cavités par dissolution dans les gisements de sel, est celle qui paraît aujourd'hui la plus prometteuse. Elle convient aussi bien pour le stockage du gaz naturel liquéfié ou du gaz de pétrole liquéfié que pour le stockage des hydrocarbures liquides, pétrole brut, fuel, éthylène. Le principe en est très simple et la mise en oeuvre aisée (2) dès que se trouvent réunies les deux conditions suivantes.

- Existence de conditions géologiques favorables (couche de sel suffisamment épaisse et homogène, entourée de roches

(1) "Les stockages souterrains de gaz naturel", Notes et documents, B.I.P.n° 1441

(2) Annexe I, Le stockage souterrain en couche de sel

compactes et imperméables), à proximité d'un port ou d'une raffinerie.

- Un utilisateur des saumures, qui peuvent être ainsi valorisées, ou une zone de rejet proche (en général la mer).

Le sel se trouve être un matériau très répandu en Europe, il n'est donc pas surprenant que cette technique ait connu un essor considérable ces dernières années. En France, il suffit de rappeler l'expérience de la S.N.P.A (1) à Salies de Béarn et celle du consortium Compagnie Française de Raffinage-Compagnie de Raffinage Shell Berre - Elf Union - British Petroleum à Manosque.

Les cavités sont en forme de poires ou de bouteilles, le rapport diamètre-hauteur est de l'ordre de 1/3 et les capacités de 100 000 à 200 000 m³. A Manosque, 5 millions de m³ pourront être stockés lorsque les 18 à 20 cavités seront terminées. Il est difficile de présenter à l'heure actuelle un bilan économique satisfaisant de ces réalisations, mais il semble que le stockage souterrain en dôme de sel coûtera moins cher que le traditionnel stockage en réservoir de surface.

(1) Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine.

IV. CONTRAINTE LEGALES ET REGLEMENTATION

Nous n'évoquerons pas ici le cadre juridique général de l'industrie pétrolière en France. Rappelons simplement, pour mémoire, que l'Etat dispose d'un monopole d'importation des hydrocarbures, établi par l'article 53 de la loi du 4 avril 1926 ; ce monopole est délégué en application de la loi du 30 mars 1928 à des sociétés accréditées par l'Etat.

Pour ce qui est du stockage des hydrocarbures bruts et raffinés, les pouvoirs publics ont fixé le principe de l'autorisation préalable par l'arrêté du 23 Juin 1947, article premier (1).

Du point de vue fiscal, les dépôts sont soumis au régime fiscal de l'entrepôt, qui consiste à stocker des produits sous contrôle douanier en suspension de tous droits.

Enfin, l'article 2 de la loi du 10 janvier 1925 fait obligation aux titulaires d'autorisations d'importation de produits pétroliers de constituer et de conserver à tout moment un stock de réserve.

A.- Règlementation des dépôts

On entend généralement par dépôt, toute installation destinée à recevoir de façon permanente des produits pétroliers en vrac dans des réservoirs de grande dimension, ou conditionnés sous forme de bouteilles ou de fûts.

Les dispositions générales de la législation en vigueur peuvent être résumées sous les titres suivants :

- Préoccupations de sécurité du voisinage,
- Préoccupations d'ordre militaire et de défense passive,
- Préoccupations d'urbanisme,

(1) Annexe II - Extraits de textes réglementaires.

- Préoccupations de mise en place économique appréciée du point de vue de l'économie générale du pays,
- Préoccupations de sauvegarde du domaine public" (1)

Depuis les lois du 15 octobre 1810 et du 19 décembre 1917, les dépôts sont classés parmi les établissements dangereux, insalubres ou incommodes, lorsqu'ils sont destinés à stocker des liquides inflammables de point d'éclair inférieur à 100 degrés centigrades. Ces établissements dangereux sont à leur tour répartis en 3 classes, suivant les critères que l'on trouvera dans le tableau résumé de l'annexe II (2).

Notons que la majorité des dépôts d'hydrocarbures sont rangés en première et deuxième classe ; leur implantation est alors soumise à l'accord préalable des autorités communales (permis de conduire) et des autorités préfectorales (un dossier est déposé à la préfecture pour accord des services compétents : hygiène, urbanisme, sécurité incendie et ponts et chaussées).

Les dépôts de troisième classe (chez les revendeurs, dans les stations services ou petits dépôts mono-produit) requièrent seulement un récépissé de déclaration d'ouverture délivré par le préfet.

Pour les dépôts de liquide inflammable de point d'éclair supérieur à 100 degrés centigrades, les dispositions générales évoquées ci-avant sont à observer.

Enfin, des dispositions spéciales ont été prises pour l'implantation de dépôts sur les terrains de la S.N.C.F. ou sur le domaine public ; pour plus de précisions, le lecteur pourra se reporter utilement aux circulaires des 22 janvier 1952 et 29 octobre 1964.

(1) Guide du Pétrole, LESOURD, Paris 1967, p.539
(2) Annexe II, Classes des dépôts

B.- Le régime fiscal des entrepôts

Le régime de l'entrepôt est une disposition ordinaire du code des Douanes, applicable en particulier aux produits pétroliers. Du point de vue fiscal, les produits placés en entrepôt sont considérés comme situés hors de France.

Rappelons qu'au premier janvier 1968, les droits, taxes et redevances représentaient de 72 à 74,5 % du prix des essences et 67 % du prix du gas-oil. Les pertes par manipulation ou par respiration dans les bacs, sont alors évaluées au prix hors taxes, comme il se doit; puisque ces pertes ne sont pas commercialisées, il est naturel qu'elles ne soient pas taxées.

Un régime forfaitaire a d'ailleurs été établi pour ces pertes, encore appelées "freintes". Les freintes forfaitaires se décomposent en : freintes de manipulation, exprimées en o/oo du volume passé en dépôt soit :

- 3,2 ^o/oo pour les essences,
- 1,6 ^o/oo pour le gas-oil,

et en freintes d'évaporation proportionnelles au temps de séjour en dépôt, soit :

- 0,1 ^o/oo par jour pour tous les produits.

Ces règles sont valables pour toutes les catégories d'entrepôt destinées au stockage des hydrocarbures liquides, qu'ils soient réels, spéciaux ou fictifs, suivant la classification du code des douanes.

On trouvera la définition et les principales règles qui régissent le régime fiscal des diverses catégories d'entrepôt en se reportant au code :

- entrepôt réel (code des Douanes, articles 143 à 149)
- entrepôt spécial (code des Douanes, articles 150 à 153)
- entrepôt fictif (code des Douanes, articles 154 à 157).

Notons que la plupart des dépôts terrestres sont du type entrepôt fictif, particulier ou spécial, suivant qu'ils sont alimentés ou non par conduites.

C.- Les stocks de réserve

L'obligation de constituer des stocks de réserve en produits pétroliers a une origine déjà ancienne, puisque la loi du 10 janvier 1925, dans son article 2, en pose le principe. Il est exigé pour chaque titulaire d'une autorisation générale d'importation :

"La constitution et la conservation à tout moment d'un stock de réserve représentant au moins l'équivalent par catégorie de produits, du quart des quantités mises par lui à la consommation au cours des douze mois précédents".

Cette obligation se trouve confirmée par la loi du 30 mars 1928 relative au monopole d'importation des hydrocarbures. Après la guerre, il apparut nécessaire de modifier et de rénover ces textes anciens que les circonstances semblaient avoir rendus caducs. Telle est la signification des décrets du 19 mars 1951 et du 10 mars 1958 (1).

Décret du 19 mars 1951

Il fait obligation à tout titulaire d'autorisation d'importation du pétrole brut, de posséder un stock correspondant au moins à 1/9 des quantités de brut importées par lui au cours du trimestre précédent.

Décret du 10 mars 1958 suivi de l'arrêté d'application du 13 avril 1959

Ce texte affirme les dispositions antérieures de la loi de 1925 relative à l'obligation de stockage correspondant à 90 jours de consommation.

Les produits visés sont classés en 3 grandes catégories :

- essences autres qu'essence aviation,
- gas-oil et fuel-oil domestique,
- autres fuels-oils (légers et lourds).

(1) Annexe II, Extraits de textes réglementaires.

Désormais les titulaires d'une autorisation spéciale d'importation auront la faculté de substituer en partie aux produits finis qu'ils doivent maintenir en stock le pétrole brut qui ne sera pris en compte qu'à 80 % de son tonnage réel. Cependant, aucune compensation ne peut être opérée entre les 3 catégories de produits.

A propos de ces textes, il nous a paru utile de dégager les observations suivantes :

Si la constitution de stocks de réserve est apparue comme une nécessité pour le pays, seuls les produits essentiels du point de vue économique sont visés.

Le calcul du stock à constituer pour chaque autorisé spécial est fondé sur les mises à la consommation annuelle, sauf celles des produits tirés du brut métropolitain.

Les produits demi-finis circulant en raffinerie, les bateaux en cours de chargement, les chalands fluviaux, les rames et wagons ainsi que les stocks des stations-services ou des consommateurs, ne sont pas comptabilisés dans les stocks de réserve.

Les stocks techniques et de modulation, bien que comptabilisés dans la réserve légale, doivent demeurer sans effet sur celle-ci. Les stocks de réserve sont à constituer et à entretenir au jour le jour, et les titulaires d'autorisations spéciales doivent fournir à la Direction des Carburants pour le 25 de chaque mois une déclaration arrêtée au dernier jour du mois précédent (1).

Il y a quelques années encore, on estimait que les stocks opérationnels devaient se situer à un volume correspondant à 60 jours de consommation pour assurer un bon fonctionnement de la distribution. Dans ces conditions, l'obligation de réserve légale n'augmente que d'un tiers les frais réels de stockage des sociétés.

(1) Annexe II - Déclaration mensuelle des stocks de réserve.

D'ailleurs, à titre de compensation financière, un supplément de marge a été accordé aux sociétés (1 F/tonne pour les fuels, 0,20 F/Hl pour les produits blancs).

La Communauté Economique Européenne s'est, elle aussi, préoccupée du problème des stocks de réserve dans une directive applicable du Conseil du 20 décembre 1968, faisant obligation aux Etats membres de maintenir un niveau minimum de stocks de pétrole brut ou de produits pétroliers, équivalent à au moins 65 jours de la consommation intérieure.

Cette directive, applicable au plus tard au 1er janvier 1971 se trouve en deça de la contrainte de 90 jours et ne vient pas modifier la réglementation actuelle.

A N N E X E 1

Normes dimensionnelles des réservoirs G1S et G2S

Réservoir à toit flottant couvert

Réservoir à toit respirant

Réservoir à compensation hydraulique

Stockage souterrain en couche de sel

NORMES DIMENSIONNELLES DES RESERVOIRS G1S et G2S

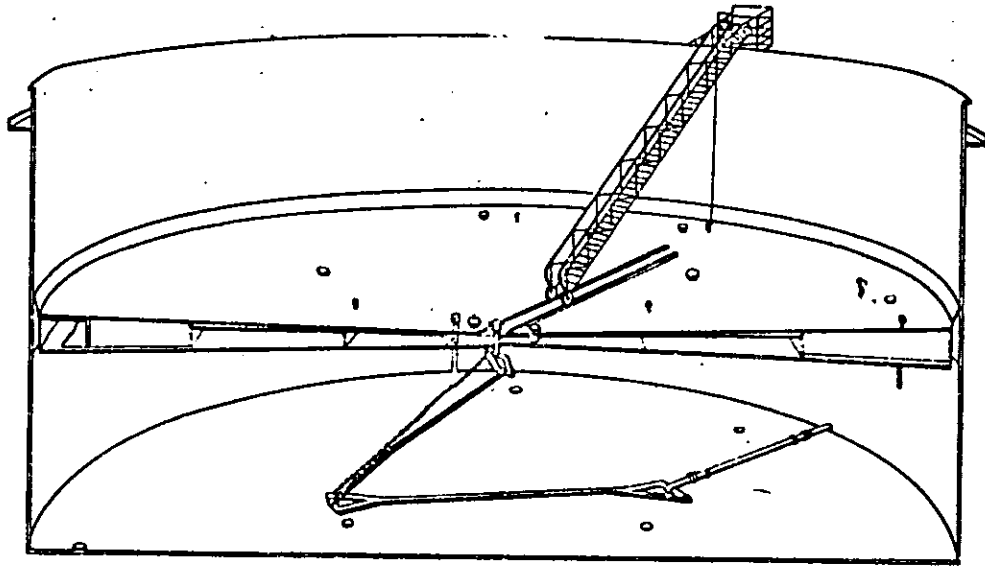
Formats de base en m	1, 80 x 1, 5 π		1, 80 x 2 π				2, 40 x 3 π				Formats de base en m	
	Ø m	4, 5	6	8	12	16	20	24	30	36		42
1, 80	30	50	90	-	-	-	-	-	-	-	-	2, 40
3, 60	60	100	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5, 40	<u>90</u>	150	270	-	-	-	-	-	-	-	-	4, 80
7, 20	110	200	360	810	1450	-	-	-	-	-	-	7, 20
9	<u>140</u>	<u>250</u>	<u>450</u>	<u>1020</u>	1810	2830	-	-	-	-	-	9, 60
10, 80	-	<u>310</u>	<u>540</u>	<u>1220</u>	<u>2170</u>	3390	4330	6780	-	-	-	-
12, 60	-	-	630	<u>1420</u>	<u>2530</u>	<u>3960</u>	<u>5430</u>	8480	<u>12210</u>	<u>16620</u>	12	12
14, 40	-	-	-	1630	2900	4520	6520	10170	14650	19940	14, 40	14, 40
Surface fond (m ²)	15, 9	26, 3	50, 2	113, 1	201	314, 16	452, 2	706, 5	1017, 4	1384, 7	Surface fond (m ²)	Surface fond (m ²)

Les capacités soulignées sont celles des réservoirs dont la construction est particulièrement recommandée.

Source G. DARIC, Op. Cit. p. 34

RESERVOIR A TOIT FLOTTANT COUVERT

"HORTON DOUBLE DECK FLOATING ROOF"

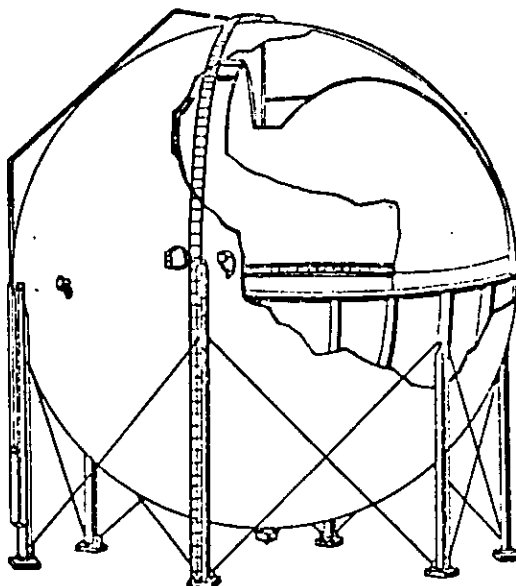


Source : G. DARIC . Op. Cit. p. 47

RESERVOIR A TOIT RESPIRANT

RESERVOIR VAPORSHERE

"HORTON LIFTER ROOF"



COUPE PARTIELLE D'UNE VAPORSPHÈRE
MONTRANT LA MEMBRANE SOUPLE FIXÉE
À LA ROBE EN SON ÉQUATEUR.



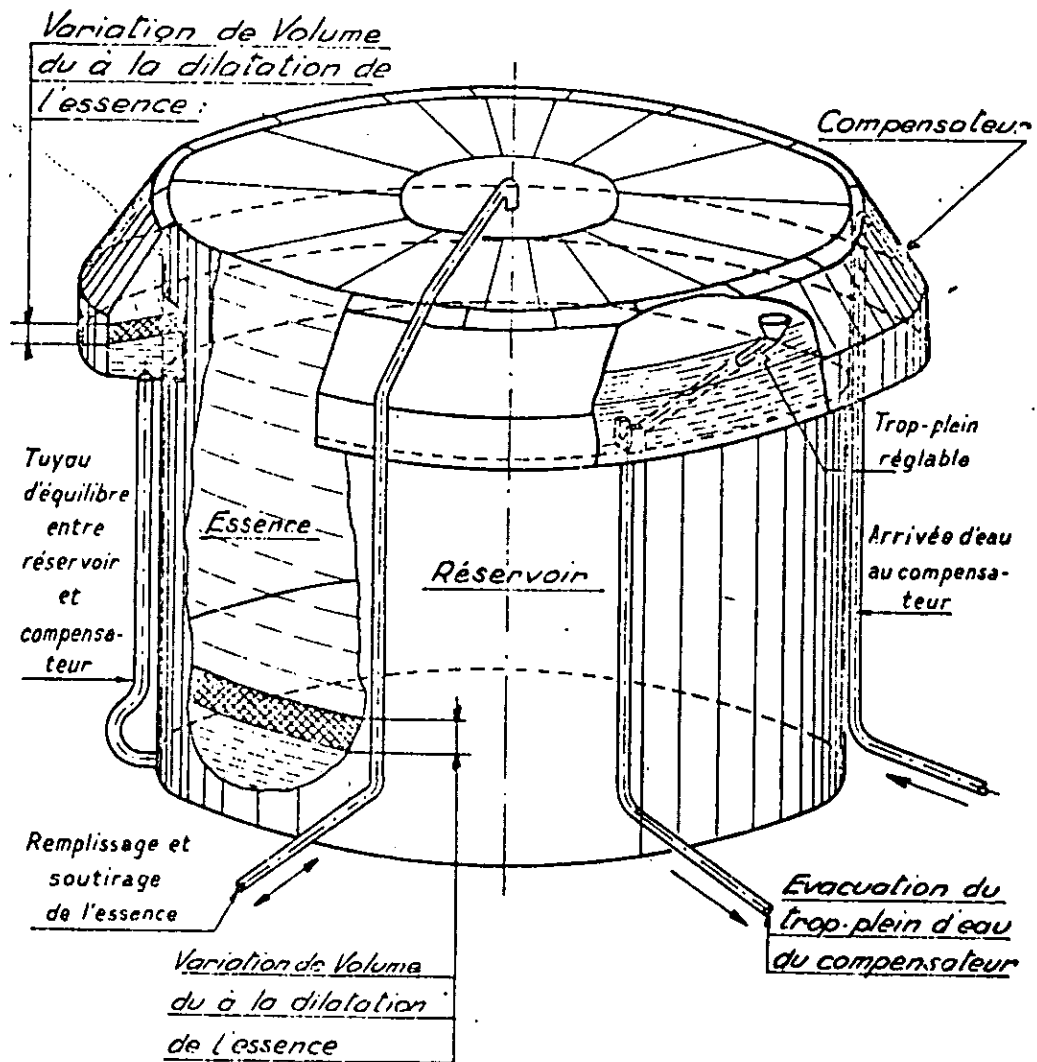
SCHÉMA D'UNE VAPORSPHÈRE RELIÉE À DES RÉSERVOIRS
À TOIT CONIQUE

Source : G. DARIC, Op. Cit., p. 53

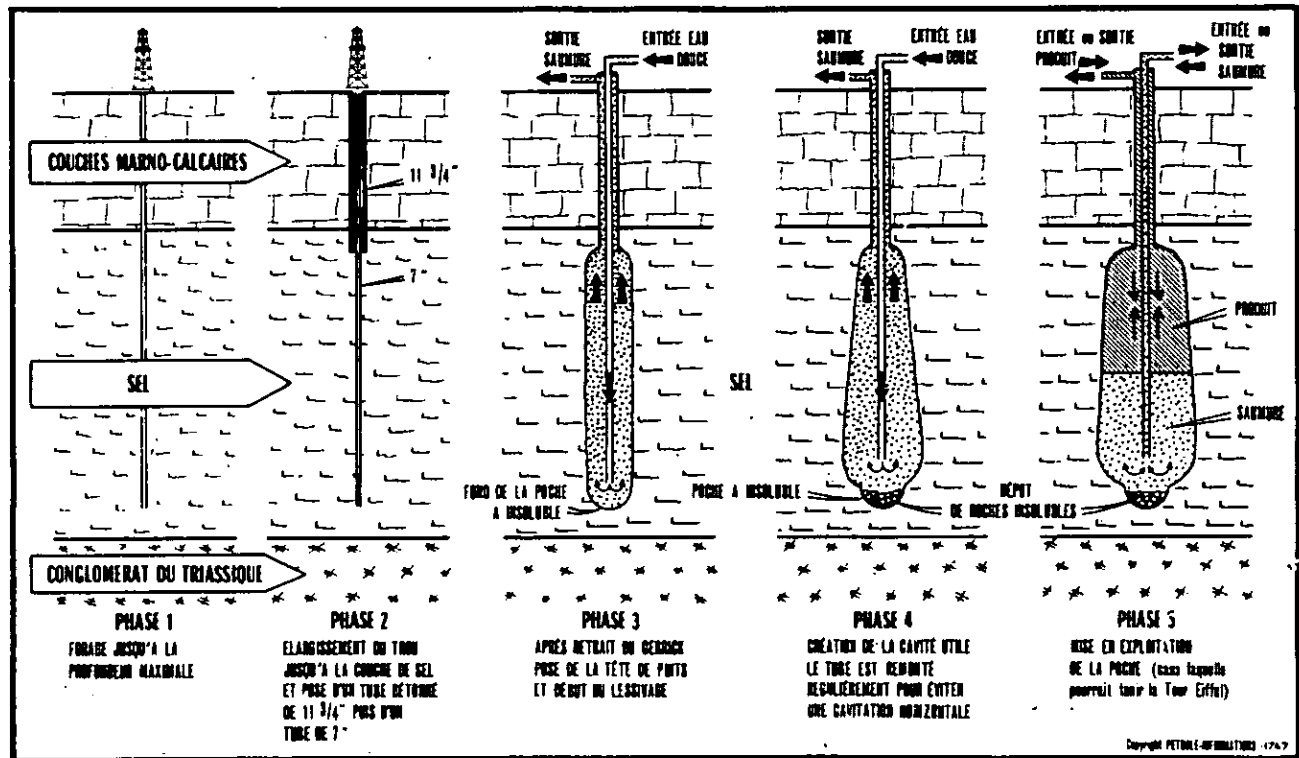
SO AREP
S. E. C.
BIBLIOTECA

RESERVOIR A COMPENSATION HYDRAULIQUE

RESERVOIR CANTACUZENE DE BABCOK ET WILCOX



STOCKAGE SOUTERRAIN EN COUCHE DE SEL



Source : "Le stockage : charge croissante pour les sociétés pétrolières"
Pétrole information, 18 Avril 1939. p. 28

A N N E X E I I

Classe des dépôts

Extraits de textes réglementaires

Déclaration mensuelle des stocks de réserve

CLASSE DES DEPOTS

Catégor.	A Hydrocarbures liquéfiés et gazeux	B Hydrocarb. de pt d'inflam. 55°		C Hydrocarb. dont le pt d'inflam. est compris ent. 55° et 100°
		Pt d'inflam. inf. à 21°	Pt d'inflam. sup. à 21°	
Exemples de produits	Butane Propane	Pétrole brut Essence auto Ess. aviation Ess. spéciales	White-Spirit Pétrole lampant Carbu-réacteur	Gas-oil Distil. paraf. Fuel domestique Fuel-oil léger
1ère classe	Q 5 000 kg	Q 8 000 l	Q 24 000 l	Q 160 000 l
2ème classe	50 Q 5000kg	2000 Q 8000 l	6000 Q 24000	40000 Q 160000
3ème classe	15 Q 50 kg	200 Q 2000l	600 Q 6000l	4000 Q 40000l

Les stockages en réservoirs souterrains ne sont comptés que pour le 1/15e de leur volume, sauf pour les seuils de classement en 3e classe, qui restent fixés à 200 l, 600 l et 4 000 l.

Pour déterminer la classe des dépôts contenant simultanément des produits des catégories B et C, les capacités en produits C sont comptées pour le tiers de leur valeur et ajoutées aux capacités des réservoirs de la catégorie B la plus dangereuse.

EXTRAITS DE TEXTES REGLEMENTAIRES

Arrêté du 23 juin 1947

Article premier.- Toute personne physique ou morale se livrant à l'extraction, au raffinage, à la distribution ou à la vente du pétrole brut ou des produits dérivés et des combustibles liquides, ne pourra construire ou utiliser des dépôts d'hydrocarbures d'une capacité supérieure à 60 m³ si elle n'a pas auparavant obtenu l'autorisation du Ministre chargé des Carburants.

Décret n° 51-1106 du 19 septembre 1951

Article premier.- Tout titulaire d'une autorisation spéciale d'importation de pétrole brut, dérivés et résidus délivrée en application de la loi du 30 mars 1928 est tenu, à partir de l'expiration d'un délai de 30 jours après la publication du présent décret, de posséder, à tout moment, un stock de pétrole brut correspondant au moins au 1/9 des quantités de ces produits importés par lui au cours du trimestre précédent.

Toutefois, une prolongation des délais qui fera l'objet d'une décision du Ministre chargé des Carburants, puis, après avis de la Commission interministérielle prévue à l'article 2 de la loi du 30 mars 1928, sera accordée aux sociétés qui ne disposent pas à la date de la publication du présent décret des moyens de stockage nécessaires...

Décret n° 58-249 du 10 mars 1958

Article 1er

Par application de l'article 3 (d) de la loi susvisée du 30 mars 1928, tout titulaire d'autorisation spéciale d'importation de produits pétroliers est tenu de constituer et de conserver à tout moment un stock de chaque catégorie des produits suivants :

- Essences autres qu'essence aviation,
- gas-oil et fuel-oil domestique,
- autres fuel-oils (léger et lourds),

égal, sous les réserves énoncées à l'article 3 ci-après, au quart des quantités de chacun desdits produits livrés par lui à la consommation intérieure civile au cours des douze mois précédents, à l'exclusion des produits obtenus par l'exploitation des gisements d'hydrocarbures de la métropole.

Pendant l'année qui suit la délivrance de nouvelles autorisations, tout nouveau titulaire doit consacrer chaque mois à la constitution de son stock une quantité de produits égale au quart des tonnages livrés par lui à la consommation intérieure au cours de ce mois et au titre desdites autorisations.

Article 2

Indépendamment des prescriptions fixées en ce qui concerne les installations de réception et de stockage par les décrets accordant des autorisations spéciales d'importation de produits pétroliers, les titulaires sont tenus de se conformer à toutes les mesures prescrites par le Ministre de l'Industrie et du Commerce, après avis de la Commission interministérielle des dépôts d'hydrocarbures, concernant la consistance, l'implantation et la répartition des stocks de réserve.

Ces mesures pourront être prises tant dans l'intérêt de la sécurité et de la défense, qu'en vue de permettre une mise en place des produits pétroliers conforme aux besoins de l'économie générale du pays.

Article 3

Pour la constitution des stocks de réserve, les titulaires sont autorisés à substituer une quantité de pétrole brut existant sur le territoire de la métropole aux tonnages définis à l'article 1er ci-dessus dans la limite de 40 % de ce tonnage pour les essences autres qu'essence aviation, pour le gas-oil et pour le fuel-oil

domestique, de 50 % pour les autres fuel-oils. Ces pourcentages pourront être modifiés par arrêté du Ministre de l'Industrie et du Commerce, après avis de la Commission interministérielle prévue à l'article 2 de la loi du 30 mars 1928.

Les obligations résultant de l'application du décret du 19 septembre 1951 susvisé demeurent à la charge des sociétés qui y sont tenues. Toutefois, les stocks constitués à ce titre peuvent être utilisés pour la substitution prévue à l'alinéa 1er ci-dessus.

La quantité de pétrole brut substituée à des produits finis sera égale à 125 % du tonnage global de ces produits.

Article 4

Pour satisfaire à l'obligation édictée par le présent décret, les titulaires peuvent participer à la constitution de stocks entreprise, soit par d'autres titulaires d'autorisations spéciales d'importation, soit par des tiers autorisés par une décision prise dans la forme prévue à l'article 2 ci-dessus. Les contrats passés à cet effet avec des tiers autorisés devront être approuvés par le Ministre de l'Industrie et du Commerce.

Les stocks de pétrole brut et ceux de produits finis visés à l'article 1er, existant en raffinerie, entreront en ligne de compte pour le calcul des stocks de réserve à constituer par le titulaire d'autorisation spéciale d'importation de produits dérivés du pétrole, au prorata des reprises qu'il a effectuées, au cours des douze mois précédents, auprès des titulaires d'autorisations spéciales d'importation de pétrole brut, dérivés et résidus.

Article 5

Les quantités d'essences autres qu'essence aviation stockées dans les raffineries ou à une distance maximum de 3 km de l'enceinte douanière de ces usines, ne pourront être prises en considération pour le calcul du stock de réserve de chaque titulaire, qu'à concurrence de 60 % du total des quantités de ce produit stockées par lui sur le territoire au titre du présent décret.

Cette distance et ce pourcentage pourront être modifiés par arrêté du Ministre de l'Industrie et du Commerce, après avis de la Commission prévue à l'article 2 de la loi du 30 mars 1928.

Article 6

Les obligations résultant du présent décret devront être intégralement observées dans le délai de quatre mois à partir de sa publication.

Toutefois, le Ministre de l'Industrie et du Commerce peut accorder, par voie générale, par décision prise après avis de la Commission interministérielle prévue à l'article 2 de la loi du 30 mars 1928, un délai supplémentaire aux titulaires d'autorisations spéciales d'importation, dans le cas où les conditions d'approvisionnement en produits pétroliers ou des difficultés rencontrées pour la construction d'installations de stockage l'imposeraient.

Le Ministre de l'Industrie et du Commerce peut accorder des délais supplémentaires à certains titulaires d'autorisations spéciales, par décision particulière, lorsque pour partie de leurs obligations ils font appel à des techniques de stockage nouvelles.

Article 7

Les modalités d'application des dispositions qui précèdent seront fixées, en tant que de besoin, par arrêtés du Ministre de l'Industrie et du Commerce après avis de la Commission interministérielle des dépôts d'hydrocarbures et, s'il y a lieu, de la Commission prévue à l'article 2 de la loi du 30 mars 1928.

Article 8

En cas d'infraction aux prescriptions du présent décret ou des arrêtés pris pour son application, ou en cas de fausse déclaration, le Ministre de l'Industrie et du Commerce peut, indépendamment des mesures prévues aux décrets portant autorisations spéciales d'importation de produits pétroliers, interdire la livraison des marchandises à la consommation intérieure jusqu'à ce que le stock de réserve ait été, suivant le cas, constitué ou reconstitué.

Article 9

Le Ministre de l'Industrie et du Commerce, le Ministre des Finances, des Affaires économiques et du Plan et le Ministre de la Défense nationale et des Forces armées sont chargés, chacun en ce qui le concerne, de l'exécution du présent décret qui sera publié au Journal Officiel de la République Française.

DECLARATION MENSUELLE DES STOCKS DE RESERVE

MINISTÈRE de L'INDUSTRIE et du COMMERCE
DIRECTION des CARBURANTS

Modèle STR I

DÉCLARATION MENSUELLE DES STOCKS DE RÉSERVE

(décret du 10 mars 1928 - arrêté du 13 avril 1959)

NOM (ou raison sociale) du titulaire : X

Adresse : _____

Situation de l'obligation légale et des stocks au : 31 décembre 1966 (en tonnes)

I	Quantités mises à la consommation au cours des 12 derniers mois					Stock légal de réserve (art. 1er du décret)
	du 1 ^{er} janvier 1966		au 31 décembre 1966			
Désignation des produits	a) Produits finis étrangers	b) Produits issus des raffineries métropolitaines et provenant de bruts étrangers	c) Produits nationaux non métropolitains	d) Produits nationaux métropolitains	e) TOTAL a) + b) + c)	f)
ESSENCES (selon usages)	2 000	38 000		3 000	43 000	10 000
GAS-OIL		30 000			30 000	20 000
FUEL DOMESTIQUE		50 000			50 000	
FUEL LÉGER		20 000			20 000	5 000
FUELS LOURDS						
TOTAUX	2 000	138 000		3 000	143 000	35 000

N. B. - La ventilation des mises à la consommation et des stocks doit être effectuée intégralement par nature de produits, à l'exception des colonnes f, g, et q dans lesquelles les produits se trouvent groupés en raison de leur interchangeabilité pour le calcul des stocks de réserve.

Cette déclaration est à adresser à la Direction des Carburants
"Service Distribution" au plus tard le 25 de chaque mois

Source : Guide du Pétrole LESOURD, p. 623


Excedent brut 9160
- 8000
1160 x 1,25 = 200 tonnes (en tonnes)

II Stocks en Raffinerie (1)										III Stocks hors Raffinerie				IV Quantités à prendre en compte pour le calcul des stocks de réserve (compte tenu des dispositions prévues par les articles 3 et 5 du décret du 10 mars 1958)						
DESIGNATION DES PRODUITS	1) STOCK MIS A LA DISPOSITION AU TITRE DE L'ART. 4 DE L'ARRETE DU 13 AVRIL 1959		2) STOCKS MIS A LA DISPOSITION EN DEHORS DU CAS PREVU PAR L'ART. 4 DE L'ARRETE DU 13 AVRIL 1959				3) STOCKS AUTRES	4) ENSEMBLE DES STOCKS EXISTANT EN RAFFINERIE (1) + (2) + (3)	5) STOCKS AUTRES	6) ENSEMBLE DES STOCKS EXISTANT EN RAFFINERIE (4) + (5)	7) STOCKS MIS A LA DISPOSITION EN DEHORS DU CAS PREVU PAR L'ART. 4 DE L'ARRETE DU 13 AVRIL 1959	8) ENSEMBLE DES STOCKS EXISTANT EN RAFFINERIE (7) + (8)	9) DESIGNATION DES PRODUITS	10) STOCKS EN RAFFINERIE	11) STOCKS EN DEHORS RAFFINERIE	12) TOTAL « » »	13) TOTAL par groupes de produits			
	a1)	a2)	b1)	b2)	b3)	b4)												b5)	c1)	c2)
	1)	2)	1)	2)	3)	4)	1)	2)										1)	2)	3)
ESSENCES	2000			4500	Y		6500	200	Z		3900	3900	ESSENCES (autres qu'essence)				10 140			
GAS-OIL	300						300				1250	1250	GAS-OIL & FUEL DOMESTIQUE				19 950			
FUEL DOM	400						400				10 000	10 000								
FUEL LEGER											6000	6000	FUEL LEGER & FUELS LOURDS				6 000			
FUELS LOURDS																				
PETROLE BRUT	10 200 (8160)						10 200 (8160)													
TOTAUX	12 900			4500			17 400	200			21 150	21 150	TOTAUX	14 940	21 150	36 090	36 090			

Excedent brut en Raffin
6500 - 6240 = 260

ESSENCES	(1) 6240	3900	(1) 10 140	} 10 140
GAS-OIL & FUEL DOMESTIQUE	700	11 250	(1) 11 950	
FUEL LEGER & FUELS LOURDS		6000	(1) 6000	} 6 000
TOTAUX	14 940	21 150	36 090	

Date : 24 Décembre 1966

Signature : 

Nom et qualité du signataire :

1) y compris les stocks existants à titre de 1^{er} de l'enclosure annexée de la Raffinerie
2) en cas de pluralité de bénéficiaires, indiquer, par nature de produit, le tonnage total et le nombre de bénéficiaires et joindre un état récapitulatif
3) le stock d'essence en Raffinerie ne doit pas excéder 50 % du content du stock total d'essence

(1) en cas de pluralité de bénéficiaires, indiquer, par nature de produit, le tonnage total et le nombre de bénéficiaires et joindre un état récapitulatif
(2) en cas de pluralité de bénéficiaires, indiquer, par nature de produit, le tonnage total et le nombre de bénéficiaires et joindre un état récapitulatif
(3) le stock d'essence en Raffinerie ne doit pas excéder 50 % du content du stock total d'essence

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

D.BABUSIAUX

"Recherche d'un réseau optimal de dépôts de produits pétroliers", Thèse, Université de Dijon, Décembre 1969.

G.DARIC

Réservoirs de stockage d'hydrocarbures et produits assimilés, IFP, mars 1962.

GUIDE LESOURD

Guide du Pétrole, Lesourd, Paris 1967

Articles et Documents

"Eléments statistiques", Comité Professionnel du Pétrole, 1969

"Vers une décision rapide pour les stocks de réserve européens" BIP n° 1183, 2 octobre 1968.

"Le stockage souterrain du Gaz Naturel", Etudes et Documents, BIP n° 1441.

"L'Europe transformée en un morceau de Gruyère", 18 juillet 1968, BIP n° 1331

"Le stockage : charge croissante pour les sociétés pétrolières" Pétrole Information, p.25-33.

"Stockages Pétroliers", Note d'Information Economique, CPDP, septembre 1969.

"Distribution et Stockage", Rapport Général de la Commission des Carburants, Ve Plan, titre VIII, p.187-196.

SONAREP
S. E. C.
BIBLIOTECA

PREMIERE PARTIE

Chapitre III

—

LES COUTS DE STOCKAGE

P L A N

I - LES COUTS FIXES

- A.- Etude des investissements
- B.- Les charges fixes d'exploitation

II - LES COUTS VARIABLES

- A.- Les utilités.
 - B.- Les pertes par évaporation
 - C.- Les immobilisations en produit
-

La presse pétrolière est riche en développement sur ce sujet ; des chiffres sont même souvent cités, 30 F, 100 F et même 600 F par tonne de produit stocké, suivant la taille des réservoirs utilisés, du gigantesque réservoir souterrain au simple container.

L'opinion générale qui prévaut étant que le coût moyen des stockages est de l'ordre du prix des produits stockés.

Nous pensons qu'il faut se garder de sortir ces résultats de leur contexte général. Les études conduites au niveau global peuvent donner une idée satisfaisante de la charge imposée à la collectivité ou aux groupes pétroliers pris dans leur ensemble, par une politique nationale de stockage des hydrocarbures. Elles ne peuvent cependant pas être étendues sans précautions à la gestion optimale d'un parc de stockage d'une société pétrolière.

Notre intention n'est pas de développer ici les incompatibilités d'analyse entre macro et micro-économie ; remarquons simplement que le coefficient de remplissage des réservoirs peut être regardé comme une constante au niveau global, alors qu'il est une variable déterminante pour la bonne gestion d'un parc de stockage, au niveau de la société pétrolière.

Le second élément qu'il convient de préciser avant toute étude de coûts, est la période d'analyse. Le problème de la détermination d'une politique de stockage tel que nous le formulerons au chapitre II de la seconde partie, est de rechercher une gestion optimale des installations existantes pour une période relativement brève, nous dirons l'année. La période d'analyse des coûts de stockage sera donc la courte période, les équipements et les charges salariales étant supposés constants.

Les coûts variables seront essentiellement des coûts proportionnels aux quantités stockées et à la durée du stockage :

- l'immobilisation du capital correspondant à la valeur des produits stockés,
- les utilités, dont celles consommées pour le réchauffage des fuels.

Nous admettrons, en faisant une approximation assez grossière, que les pertes par évaporation sont proportionnelles aux quantités stockées, car s'il est vrai que le volume de la phase gazeuse varie linéairement avec les volumes de produit contenus dans les réservoirs, la surface d'évaporation est une fonction de saut du nombre des réservoirs utilisés.

Les coûts fixes sont essentiellement les amortissements et frais financiers, traduction comptable des investissements, et les frais de personnel et d'entretien. Ces coûts seront étudiés par classe de taille et de capacité des installations de stockage.

I - LES COUTS FIXES

Nos travaux sont orientés vers la recherche d'une gestion optimale des stockages, dans le cadre d'analyse que nous nous sommes fixé, à savoir la courte période en micro-économie.

Il peut donc sembler paradoxal que l'étude des coûts fixes, par définition indépendants des quantités stockées et du coefficient de rotation des stocks, soit nécessaire et utile. La courte période suppose en effet que les équipements ne varient pas autour de leur niveau d'origine, cette hypothèse se trouvant d'ailleurs confirmée par la réalité puisque l'extension ou la construction de nouveaux dépôts demande en général un délai de 1 à 2 ans. Dans ces conditions, les investissements nouveaux ne peuvent être pris en compte dans un modèle dont l'horizon est l'année.

Cependant, il peut être intéressant de paramétrer un modèle à partir des capacités de stockage existantes, de façon à préparer les décisions d'investissement. L'augmentation fictive des capacités existantes nous incitera à ajouter aux coûts variables de stockage, des coûts fixes supplémentaires dont on précisera le calcul, car il ne saurait être question d'amortir de telles installations en une année.

Un commencement de réponse pourra être ainsi apporté à la question de savoir si l'on doit ou si l'on ne doit pas investir dans les stocks, lorsque ce choix est possible. L'observation pendant plusieurs exercices de l'amélioration des résultats par utilisation de nouvelles capacités de stockage peut en effet amener les responsables à la décision d'investir.

“ Nous verrons plus avant (1), qu'en programmation dynamique la décision d'investir ou de ne pas investir peut mettre en cause, si l'on n'y prend pas garde, l'aspect markovien fondamental du modèle.

(1) Chapitre III, Seconde Partie.

Pour le moment, nous constaterons que le coût de construction des réservoirs, ramené au mètre cube de capacité disponible, diminue fortement lorsque la taille des réservoirs augmente. A ce propos, il faut noter que l'augmentation de taille des dépôts situés hors raffinerie est limitée par leur fonction de "tampon" entre le raffinage et la distribution. Le nécessaire compromis qui préside au choix de la taille et de l'implantation des dépôts ne fera pas l'objet de notre étude. La répartition des stockages entre dépôts de la raffinerie et dépôts de distribution, leurs tailles et leurs implantations étant regardées comme optimales au moment de la détermination des quantités globales de produit qui doivent être stockées.

Les coûts fixes supplémentaires que nous calculerons seront ceux qui correspondent à l'extension des capacités existantes ou à la création de nouvelles capacités, compte-tenu de la répartition actuelle entre stockage de raffinage et de distribution.

A.- Etude des investissements

Bien qu'une caractéristique importante du stockage des hydrocarbures soit la cherté des réservoirs, comparée à la valeur des produits stockés, on constate que les réservoirs ne représentent que 30 à 40 % des investissements en dépôt. La part restante est attribuée aux terrains, bâtiments et aménagements divers d'une part, et aux accessoires et installations particulières d'autre part.

a) Les réservoirs et accessoires

Les accessoires dont sont munis les réservoirs constituent une part importante du prix des réservoirs équipés, en raison de leur grande "technicité" et des impératifs de sécurité et de fiabilité.

Nous citerons principalement :

- les accessoires d'accès, de visite et d'entretien,
- les accessoires de sécurité et de mesurage des produits,
- les accessoires d'entrée et de sortie du produit,
- les accessoires de réchauffage, mélange et nettoyage,
- les accessoires de protection contre la corrosion.

Nous avons vu au chapitre précédent que les capacités des réservoirs nouvellement construits sont fréquemment de l'ordre de 30 à 40 000 m³. Cette orientation vers les réservoirs de grande taille s'explique par le prix au mètre cube logé très fortement dégressif jusqu'aux réservoirs de 30 m³, comme le montre le graphique de la page suivante.

Au-delà de 40 000 m³, le prix des réservoirs au mètre cube logé, semble se stabiliser en raison des difficultés particulières que présente la construction des réservoirs de très grande taille (charpente interne, fondations, etc'..).

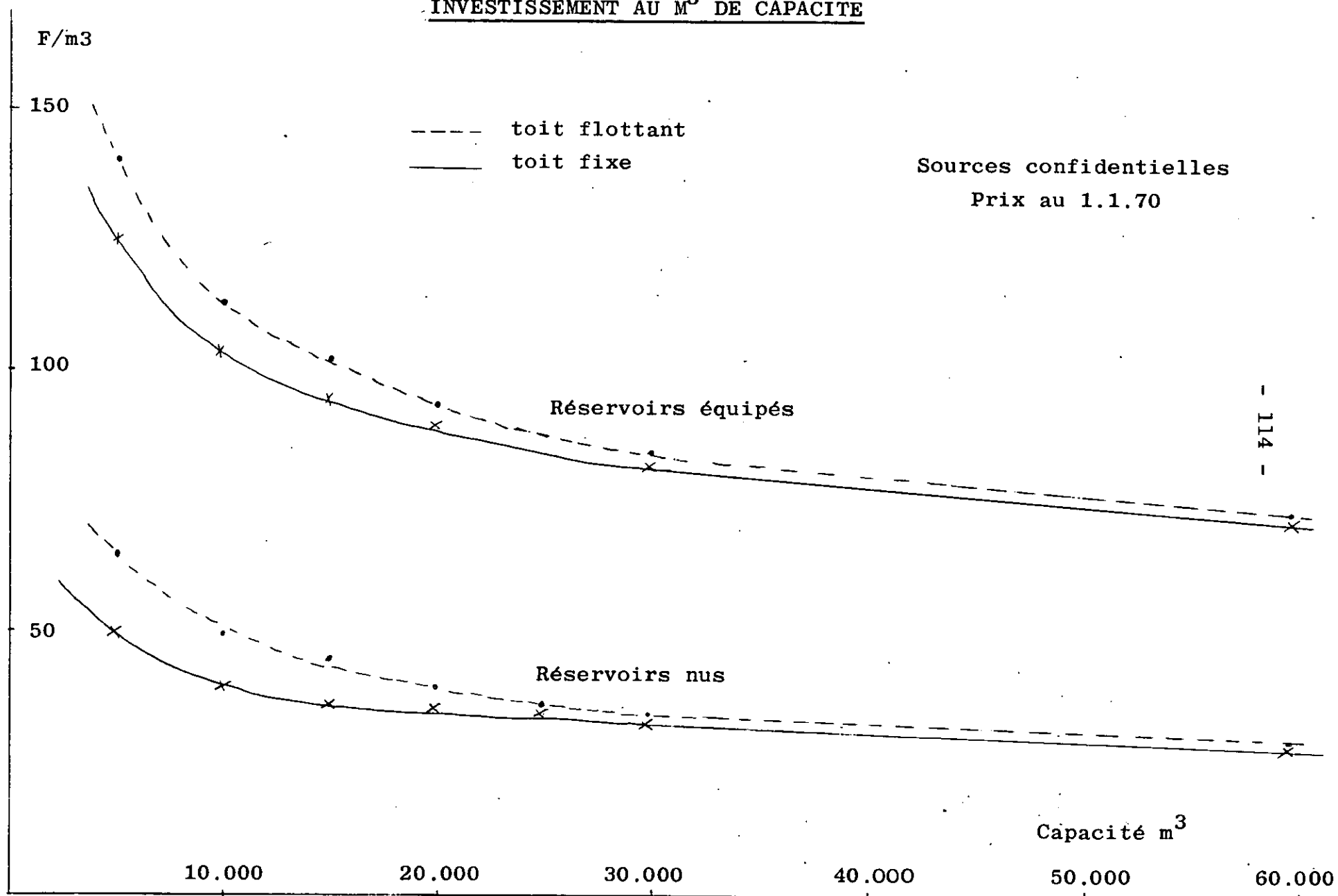
Le prix des réservoirs à toit flottant équipés n'est que très faiblement supérieur au prix des réservoirs classiques lorsque l'on atteint les grandes tailles ; la différence est cependant sensible pour les réservoirs de 20 000 m³ et moins.

La forte augmentation du prix de l'acier en 1969 s'est répercutée sur le prix des constructions métalliques, et en particulier sur le prix des réservoirs de stockage.

SONAREP
S. E. C.
BIBLIOTECA

RESERVOIRS DE STOCKAGE

INVESTISSEMENT AU M³ DE CAPACITE

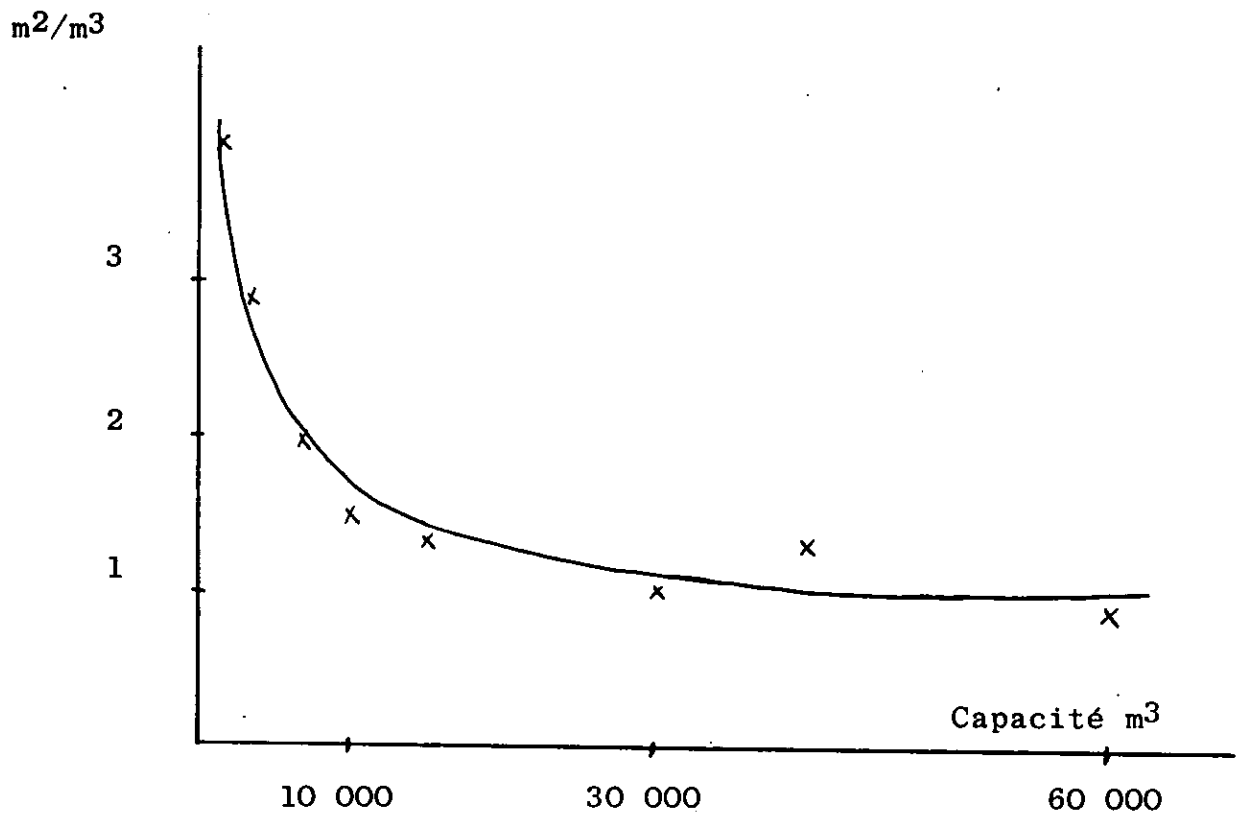


b) Les terrains, bâtiments et aménagements divers

D'une façon générale, on peut dire que la surface des dépôts augmente moins vite que les capacités disponibles. Pour les petits dépôts (1500 m³), il faut en moyenne 4m² pour loger un mètre cube de capacité, alors que 0,7 m² sont suffisants lorsque l'on s'intéresse aux dépôts de 80 000 m³ et plus.

SURFACE DES DEPOTS

(Coefficient de surface exprimé en m² par m³)

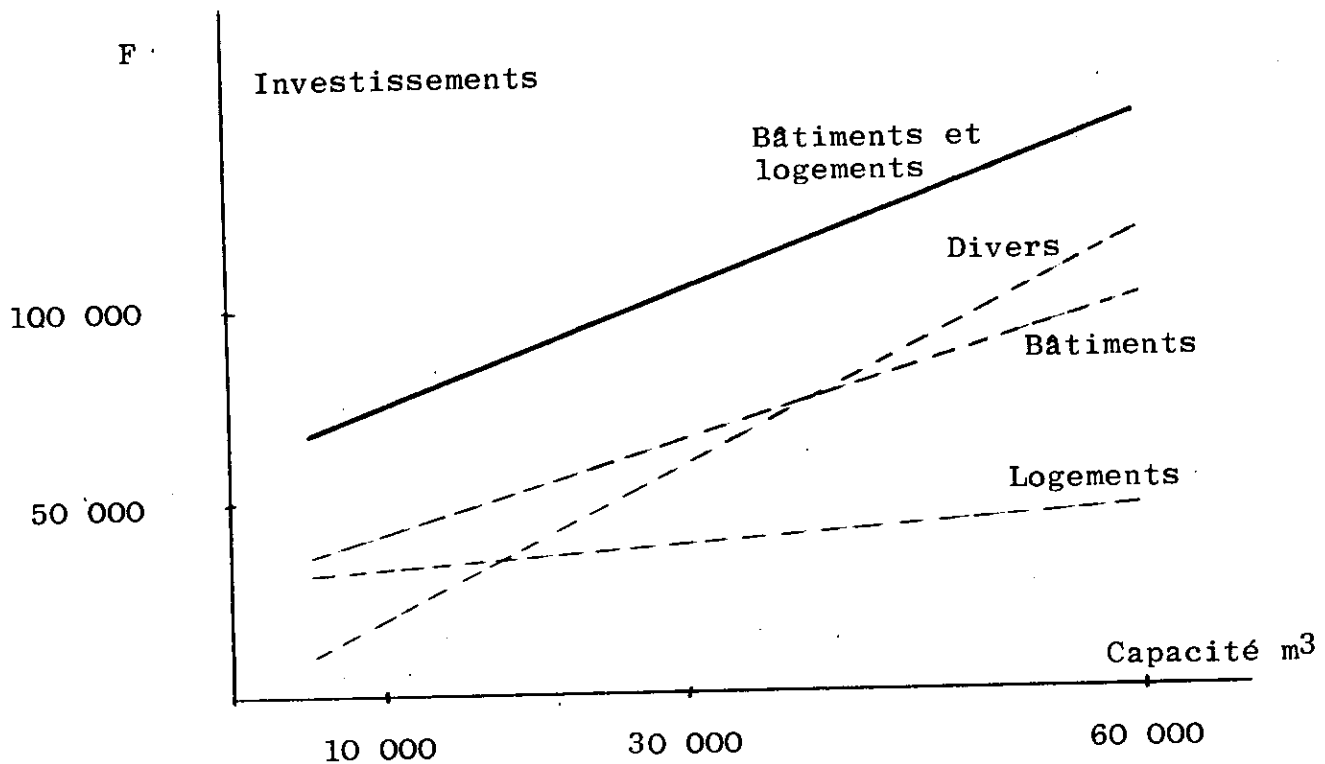


Sources confidentielles

D'un point de vue comptable, les terrains ne peuvent pas être amortis ; le coût comptable qui apparaît au compte d'exploitation est donc amputé de la valeur des terrains, dont le prix est compris entre 20 et 60 F/m².

Le prix des bâtiments, bureaux et éventuellement logement du personnel, suit une loi sensiblement linéaire en fonction de la capacité des dépôts.

BATIMENTS ET AMENAGEMENTS DIVERS



Sources confidentielles

Les aménagements divers comprennent les pistes, clôtures, cuvettes de rétention etc... ; ils constituent une part importante des investissements en dépôt dès que la taille devient importante.

c) Les installations de chargement et déchargement

Les dépôts peuvent être alimentés par pipe-line, par train cargo ou par voie d'eau ; les expéditions ont lieu le plus souvent par route. Suivant la taille et les circonstances géographiques, les dépôts pourront être ravitaillés par tout ou partie de ces voies d'accès.

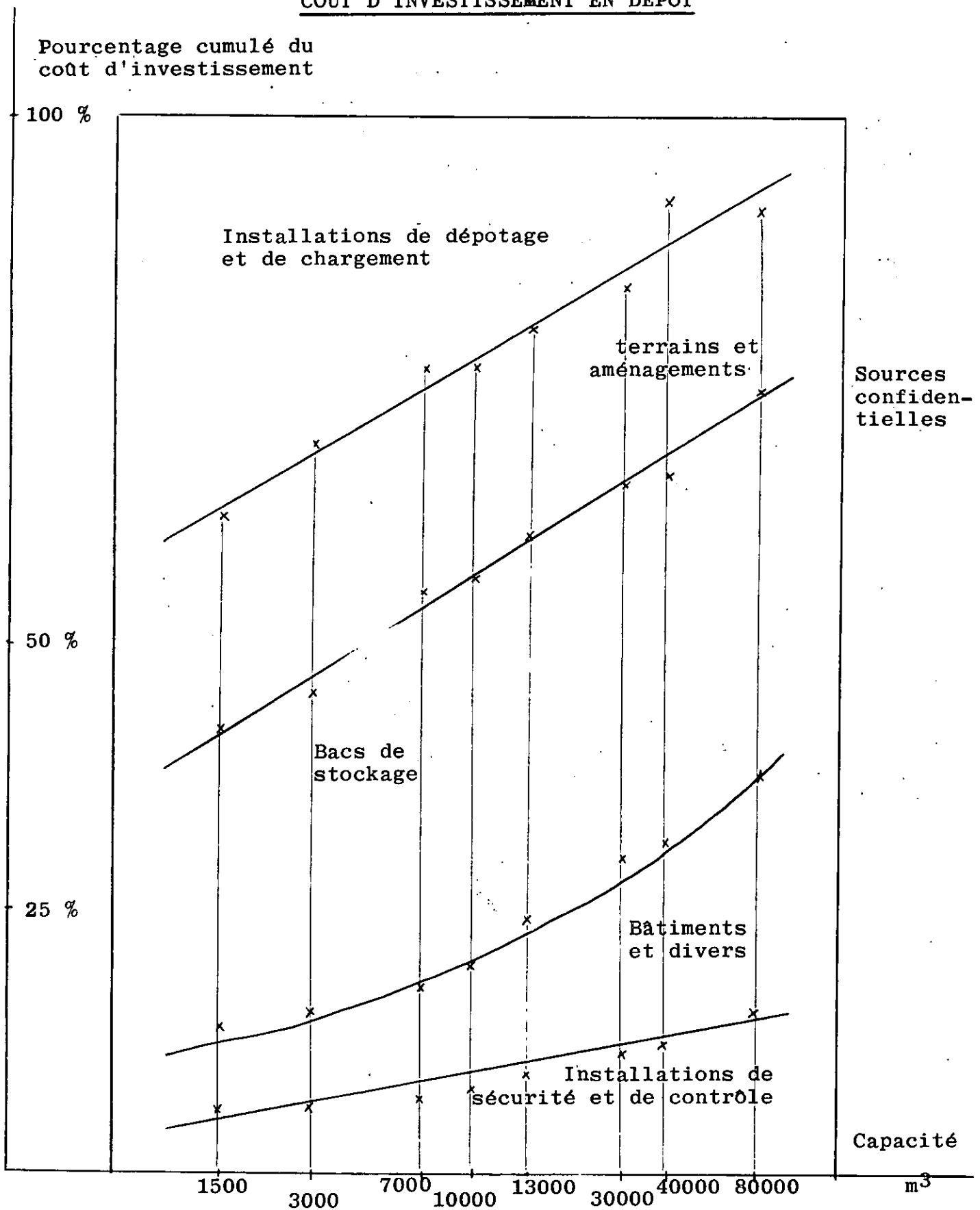
L'ordre de grandeur du prix des installations de chargement et de déchargement s'établit comme suit, sans grande variation avec la taille des dépôts :

- Embranchement,		
1 seul type pour tous les convois tractés		180 000 F
pour trains cargos		250 000 F
- Appontement,		
petits bateaux		80 000 F
barges		120 000 F
caboteurs		400 000 F
- Rampes de dépotage,		
route		30 000 F
tout convoi tracté		60 000 F
train cargo + caboteur		90 000 F
pipe-line		30 000 F

d) Comparaison des éléments de coût d'investissement en dépôt

Le graphique ci-après montre l'évolution de la part des différents coûts d'investissement en fonction de la capacité des dépôts.

COMPARAISON DES ELEMENTS DE
COUT D'INVESTISSEMENT EN DEPOT



A titre d'exemple, pour un dépôt de 20 000 mètres cubes, la répartition moyenne des coûts d'investissement s'établit comme suit :

Installations de dépotage et chargement	15 %
Terrains et aménagements	20 %
Bacs de stockage	40 %
Bâtiments et divers	15 %
Installations de sécurité et de contrôle	10 %

Cette étude analytique par poste, doit se référer à celle plus générale du coût total des investissements en dépôt.

On constate sur le graphique ci-contre, que l'effet de taille est très important ; les coûts d'investissement au mètre cube logé diminuant très vite, pour les capacités de dépôt inférieures à 20 000 m³, au-delà, les gains, plus faibles bien que substantiels, doivent être mis en balance avec les difficultés de mise en place des produits inhérentes aux dépôts de grande capacité.

La décomposition des coûts a été faite suivant cinq grandes rubriques, que nous détaillerons pour la bonne compréhension de ce graphique.

Installations de dépotage et de chargement
dont Embranchement fer,
Appontements,
Rampe de dépotage,
Tuyauterie et pompes de reprise,
Rampes de chargement.

Terrains et aménagements
dont Clôture,
Cuvettes de rétention,
Pistes,
Aires de lavage.

Bacs de stockage.

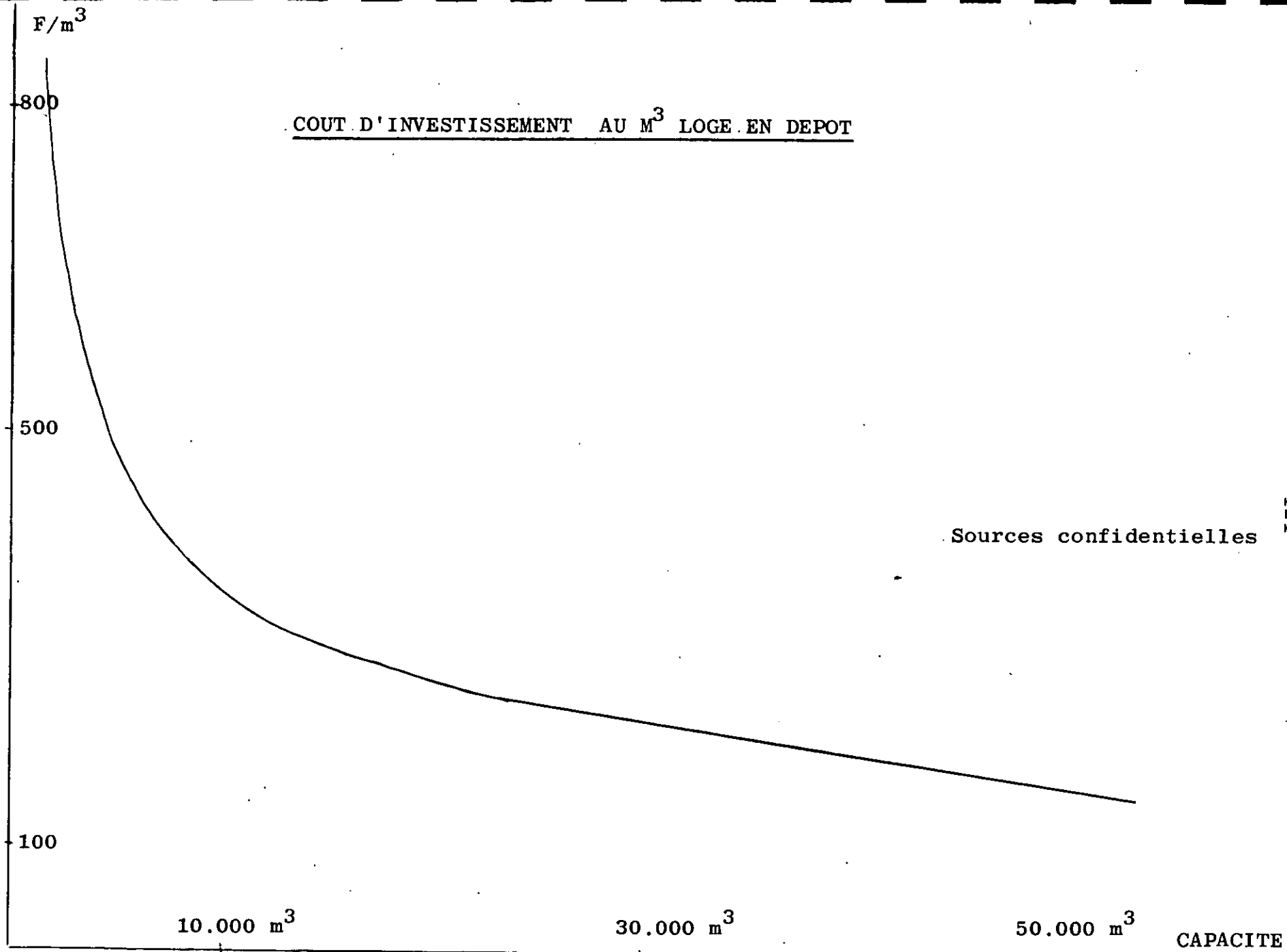
Bâtiments et divers.

Installations de sécurité et de contrôle.

Nous avons déjà noté que les investissements correspondants aux installations de dépotage et de chargement étaient peu sensibles à la capacité des dépôts. La seule variable explicative de ces coûts d'investissement étant le nombre et la variété des voies d'accès. La part qui leur est donc affectée par mètre cube de capacité est donc très fortement décroissante lorsque la capacité des dépôts augmente.

La part des investissements affectée aux terrains et aménagements est sensiblement constante pour les dépôts dont la capacité est comprise entre 1500 et 80 000 mètres cubes ; alors que celle qui correspond aux bâtiments et divers augmente considérablement.

La part qui correspond au coût des réservoirs munis de leurs accessoires, semble passer par un maximum pour les capacités comprises entre 10 et 30 000 mètres cubes.



B.- Les charges fixes d'exploitation

Les charges d'exploitation sont toutes les charges que supporte l'entreprise pendant l'exercice comptable ; elles apparaissent dans la colonne de gauche du compte d'exploitation général.

L'activité de stockage est très liée aux autres activités, à tous les stades de la fabrication des produits, depuis la production jusqu'à la distribution. Pour les entreprises pétrolières dont le degré d'intégration est très élevé, il se pose un problème de répartition et d'affectation des charges par secteur d'activité. Les méthodes modernes de comptabilité analytique, associées le plus souvent au contrôle budgétaire, donnent une image satisfaisante de l'activité d'un secteur et des charges qui lui sont affectées.

Les principales charges d'exploitation en dépôt de stockage, peuvent être classées dans trois grandes rubriques, pour lesquelles une étude (1) donne la répartition suivante, pour un dépôt "moyen" de 10 000 m3 de capacité :

- frais de personnel	27 %
- travaux, entretiens et divers	23 %
- amortissements et frais financiers	50 %

L'évaluation de ces différents postes est relativement aisée pour les dépôts de la distribution ; elle l'est beaucoup moins pour ceux situés à proximité ou dans la raffinerie, le problème de la répartition des frais de personnel et d'entretien pouvant être délicat entre les fonctions stockage et raffinage. Nous nous écarterons donc d'une analyse strictement comptable de ces différentes charges. Au demeurant, nous avons déjà noté que les terrains sur lesquels sont construits les dépôts, bien que ne pouvant pas être amortis en comptabilité, constituent une part importante des coûts d'investissement en dépôt.

a) Les amortissements et frais financiers

Les amortissements sont la contrepartie financière des investissements, en ce sens qu'ils représentent les sommes

(1) X. BOY de la TOUR, Rapport interne IFP n°16-529 - déc.1968

dégagées de l'exploitation destinées à financer le renouvellement des équipements lorsque ceux-ci seront devenus inutilisables ou désuets.

Le plan comptable général fixe les règles d'amortissement légal suivant la nature des équipements. C'est ainsi que les accessoires de sécurité et de contrôle, de mesurage des produits et, d'une façon générale, tous les équipements de haute technicité qui doivent être remplacés rapidement par suite du progrès technique, pourront être amortis en 5 ou 10 années. Les équipements dont la durée de vie est plus longue : bâtiments, bac de stockage etc... seront amortis en 20 années.

Par ailleurs, le choix est laissé aux entreprises pour certains équipements, des règles d'amortissement légal en exonération fiscale, amortissement constant, ou amortissement dégressif.

En pratique, dans les industries de raffinage, on admet pour les calculs économiques que les amortissements sont constants, calculés sur une période comprise entre 15 et 18 années.

Les frais financiers correspondent aux intérêts versés aux organismes de crédit lorsque les investissements ont été acquis avec des fonds d'emprunt.

b) Les frais de personnel et d'entretien

Le nombre de personnes affectées à la gestion et à la surveillance d'un dépôt est très variable suivant la taille et l'automatisme des dépôts. Un petit dépôt annexe d'une raffinerie, très automatisé, comptera moins d'une dizaine d'ouvriers et employés, le maximum pour les gros dépôts de la distribution se situant aux environs d'une quarantaine de salariés.

En dépôt de distribution, l'activité principale du personnel est de gérer et de comptabiliser les commandes de livraison et d'organiser les tournées de camionnage.

Globalement, on constate que les frais de personnel augmentent moins vite que la taille des dépôts, et ne leur sont pas proportionnels.

Les travaux d'entretien sont relativement réduits en dépôt, et on incorporera souvent à ce poste les assurances, impôts et taxes.

II - LES COUTS VARIABLES

Comme nous venons de le rappeler, tous les coûts de stockage, à quelques très rares exceptions près, sont, à un moment ou à un autre, variables avec les quantités stockées.

Dans le court terme cependant, trois grandes rubriques peuvent être retenues :

- les utilités,
- les pertes par évaporation,
- les immobilisations en produit.

A.- Les utilités

On entend généralement par utilités, l'ensemble des produits consommables nécessaires à la fabrication ou, dans le cas qui nous intéresse, à la conservation des produits finis.

L'eau sous forme liquide ou vapeur, l'électricité, l'air comprimé, sont très abondamment utilisés dans les activités de raffinage. Les quantités consommées de ces utilités sont d'ailleurs, et avec une bonne approximation, proportionnelles aux quantités de brut traité.

Les parcs de stockage à proximité des raffineries, aussi bien que les dépôts, utilisent l'électricité et l'air comprimé pour les commandes automatiques des vannes, les appareils de contrôle et de sécurité ; mais les quantités consommées sont faibles au regard de celles qui sont nécessaires pour le réchauffage des produits lourds. En effet, à la température ordinaire, les bitumes et asphaltes sont solides, certaines huiles et les fuels lourds sont très visqueux ; leur pompabilité est nulle. Pour être recyclés vers de nouvelles unités de traitement ou vers leur expédition finale, ces produits doivent être fluides et pompables et, par conséquent, réchauffés.

Les quantités de chaleur dont il faut tenir compte dans un bilan thermique sont de deux ordres :

La quantité de chaleur accumulée par le produit lors de son réchauffage, soit Q_1 ;

La quantité horaire de chaleur à fournir pour maintenir la température du produit, soit Q_2 .

Globalement, la quantité horaire de chaleur à fournir par l'appareil de réchauffage est :

$$Q = Q_1/t + Q_2$$

t = durée de l'exploitation.

Pour une durée d'exploitation moyenne comprise entre un mois et un mois et demi(1) et pour une température de réchauffage voisine de 50°C, le premier terme Q_1/t est grand devant le second Q_2 . La solution économique consiste donc à maintenir en permanence les bacs à la température de pompabilité des produits stockés ; de plus, cette solution s'impose lorsque les soutirages sont fréquents.

Le fluide de réchauffage le plus généralement utilisé en raffinerie est la vapeur d'eau ; dans les dépôts on lui préférera souvent l'eau chaude ou l'huile chaude pour des températures élevées. Le fluide circule dans des serpentins répartis à la périphérie et sur le fond du réservoir. Certains bacs sont équipés de réchauffeurs locaux, dits réchauffeurs de "sortie" ; le soutirage étant effectué uniquement dans la partie chaude, on ne peut éviter qu'une masse importante de produit reste collée aux parois.

Dans tous les cas, il est nécessaire de connaître les quantités de chaleur dissipées dans le milieu ambiant pour calculer le coût d'un réchauffage.

M. BONNEFON (2) propose une méthode expérimentale de détermination des pertes de chaleur qui nous servira de base de calcul.

(1) Coefficient de rotation des stocks compris entre 8 et 10

(2) MM. BONNEFON et PASCALINI, Documentation technique de l'Association Française de Techniciens du Pétrole, 1956.

Au terme d'un calcul très long, effectué pour un bac d'une capacité de 20 000 m³ contenant 11 000 tonnes de fuel n°2 à la température de 65,5 °C (température extérieure constante égale à +7°C), l'auteur trouve une déperdition de chaleur de 152 137,0 kcal/heure.

Soit, par tonne de produit conservé, 13,8 kcal/t.h ou encore 10 000 kcal/t.mois.

Si on évalue la kilo-calorie au prix du fuel, on trouve sensiblement 10⁻⁵ F/kcal.

Soit en définitive, et c'est le chiffre que nous retiendrons pour le coût du réchauffage des fuels dans les conditions précisées ci-dessus :

0,1 F/t.mois

B.- Les pertes par évaporation

Les hydrocarbures légers (essences, kérosène...) et le pétrole brut parce qu'il incorpore toutes les fractions légères, sont des liquides très volatils.

Le problème de leur conservation pendant de longues périodes est intimement lié à celui des pertes par évaporation, d'autant que les fractions les plus volatiles sont celles qui sont le plus valorisées sur le marché. Nous distinguerons deux grandes catégories de pertes par évaporation : les pertes par respiration, faibles mais continues dans le temps, et les pertes au remplissage, plus importantes en volume mais dont la fréquence est moins grande.

a) Les pertes par respiration du réservoir ont lieu à chaque variation de la température, par alternance d'aspiration d'air frais et d'expulsion d'air carburé. Ces alternances sont quasi-quotidiennes, elles dépendent de l'exposition du réservoir

aux rayons solaires et des différences de température entre la nuit et le jour.

Les différences de température, associées aux variations de la pression atmosphérique, augmentent ou diminuent la pression (ou le volume lorsque les soupapes sont libérées) de la phase gazeuse du réservoir, en même temps qu'elles modifient la pression partielle des vapeurs. On utilise souvent des peintures réfléchissantes comme revêtement des bacs de stockage pour atténuer l'effet des rayons solaires. Les pertes par respiration ne sont totalement éliminées en réservoir classique que par le tarage approprié des soupapes qui n'est autorisé que lorsque les épaisseurs de tôle sont suffisantes (type G3). Un optimum économique peut donc être déterminé, qui tient compte des amortissements sur la durée de vie des réservoirs et des pertes en produit, tous deux fonction de la pression interne des réservoirs.

b) Les pertes au remplissage sont provoquées par l'évacuation d'un volume d'air carburé égal au volume d'hydrocarbures introduit dans le réservoir. La vidange ou le soutirage peuvent ajouter à ces pertes celles dues au mouillage des parois et, si le débit de soutirage est supérieur à la vitesse d'évaporation, les pertes potentielles dues aux entrées d'air dans le réservoir.

Dans la pratique, les opérations de remplissage ont lieu, de préférence, aux heures froides de la journée et celles de vidange aux heures d'ensoleillement. De plus, les réservoirs peuvent être reliés entre eux par la phase gazeuse, de façon à combiner la vidange d'un réservoir avec le remplissage d'un autre ; l'utilisation d'un gazomètre, comme nous l'avons évoqué au chapitre précédent, peut supprimer les pertes au remplissage.

En tout état de cause, l'économiste doit pouvoir chiffrer ces pertes en produit. Pour ce faire, il a tout d'abord à sa disposition les lois de la physique, mais nous verrons qu'elles n'apportent qu'une aide bien théorique.

En effet, le mécanisme de l'évaporation obéit à des lois connues. L'équilibre des phases liquides et vapeurs d'un mélange (loi de Raoult) donne la tension de vapeur P dès que

l'on connaît :

x_i , la composition molaire du mélange,

p_i , la tension de vapeur de chacun des constituants.

$$P = \sum_i p_i x_i$$

En réalité, l'équilibre des phases liquides et gazeuses se fait dans les réservoirs en présence d'air. D'après la loi de DALTON, la pression totale en phase gazeuse est égale à la somme des pressions partielles :

$$H = a + P$$

H = pression totale de l'atmosphère gazeuse,

a = pression partielle de l'air,

P = tension de vapeur du produit.

De plus, on constate que la vitesse d'évaporation (mesurée par le volume de liquide évaporé par unité de temps $\frac{dV}{dt}$) est proportionnelle à la surface d'évaporation et inversement proportionnelle à la pression totale en phase gazeuse :

$$\frac{dV}{dt} = E \cdot \frac{S}{H} (P-p)$$

E = coefficient de proportionnalité, appelé "facteur de volatilité" ; il dépend de la composition du mélange et de la température.

p = pression partielle de la vapeur émise à l'instant t ; elle dépend du temps et de divers facteurs difficilement mesurables, telle que la turbulence en phase gazeuse.

Cette formule est, à notre avis, totalement inappliquable au calcul des pertes par évaporation dans les bacs de stockage des hydrocarbures. En effet, l'état d'équilibre n'est jamais atteint ; s'il l'était, il serait rompu à chaque instant par les variations de température, de pression atmosphérique et de turbulence du milieu.

L'utilisation de méthodes expérimentales de détermination des pertes nous semble dans tous les cas préférable. Une première méthode relativement grossière consiste à contrôler le niveau des réservoirs par jaugeage ; la précision et la fiabilité de telles mesures est bien souvent insuffisante, eu égard au volume relativement faible de produit évaporé. La méthode expérimentale qui semble donner à l'heure actuelle les meilleurs résultats consiste à prélever des échantillons au début et à la fin du stockage. Des abaques donnent directement les pourcentages évaporés en fonction des tensions de vapeur mesurées en laboratoire.

A défaut de données statistiques expérimentales, le calcul peut cependant s'avérer utile pour établir des prévisions. On trouvera ci-après les résultats sous forme de tableau auxquels conduit l'application de deux formules proposées par G.DARIC:

Formule relative aux pertes par respiration (1)

$$L = 2,15 (P + p) \left[\frac{i - p}{e - P} \cdot \frac{T + 273}{t + 273} - 1 \right] \frac{V_g}{1\ 000}$$

L , pertes quotidiennes d'essence en m³ de liquide

V_g , volume de l'atmosphère gazeuse en m³,

P , tension de vapeur du produit en kg/cm² à la température la plus basse de la journée, de la surface d'évaporation,

p , tension de vapeur du produit en kg/cm² à la température la plus haute de la journée, de la surface d'évaporation,

i , pression en kg/cm² d'ouverture de la soupape d'entrée d'air,

e , pression en kg/cm² d'ouverture de la soupape d'échappement,

T , température la plus élevée de la journée,

t , température la plus basse de la journée.

(1) G.DARIC, op.cit. p.134

Formule relative aux pertes au remplissage (1)

$$F = \frac{4,30}{1\ 000} p \left[\frac{i-p}{c-p} \right] \cdot C$$

P, pertes d'essence en m3

C, quantité d'essence introduite en m3.

L'application numérique a été faite pour une essence "moyenne" (40 % carburant ordinaire, 60 % super-carburant) et un brut léger de type libyen, stockés dans un réservoir G2S de capacité égale à 20 000 m3.

Le coefficient de remplissage moyen des réservoirs est de l'ordre de (2) :

0,55 pour le pétrole brut,
0,6 pour les produits.

Si l'on veut ramener le coût des pertes en produit à la tonne de produit stocké par unité de temps, il est important de connaître pour les pertes au remplissage le coefficient de rotation des stocks ou, ce qui revient au même, la durée moyenne des stockages. Une étude (3) pour l'année 1967 donne pour le stockage en dépôt des produits blancs et fuel-oils un coefficient moyen pondéré voisin de 10. On peut donc admettre que le remplissage d'un réservoir fictif vide à son niveau maximum a lieu tous les $12/10 = 1,9$ mois.

(1) G.DARIC, op.cit. p.138

(2) Statistiques de la Direction des Carburants, 1969

(3) X.BOY de la TOUR, rapport IFP n°16-529 décembre 1968
(rapport interne)

PERTES PAR EVAPORATION

	Nota- tion	Calcul	Essence	Pétrole brut	Unités
Capacité	C		20 000	20 000	m3
Coeff.de remplissage	r		0,55	0,6	
Volume phase gazeuse	V _g	C(1-r)	8 000	9 000	m3
Volume phase liquide	V _l	C.r	12 000	11 000	m3
Masse volumique	d		0,65	0,865	t/m3
Poids	π		7 800	9 500	t
Coeff.rotat.stock			10/12	10/12	
Temp.moyenne minimale	t		18	18	°C
Temp.moyenne maximale	T		43	43	°C
Tension vapeur mini.	p		250	420	g/cm2
Tension vapeur maxi.	P		300	500	g/cm2
Pression entrée air	i		995	995	g/cm2
Pression échappement	e		1 025	1 025	g/cm2
Pertes par évaporat.	L	(1)	0,928	1,78	m3/jour
Pertes au remplissage	P	(2)	15	20	m3
Prix du produit	P _X		122	91	F/t
Coût des pertes par respiration	C ₁	$\frac{L_0 \cdot P_X}{\pi}$	0,3	0,45	F/t.mois
Coût des pertes au remplissage	C ₂	$\frac{F.d.P_X}{\pi}$	0,13	0,14	F/t.mois
Coût des pertes globales par respiration		C ₁ + C ₂	0,43	0,6	F/t.mois

- (1) Cf. Formule relative aux pertes par respiration
 (2) Cf. Formule relative aux pertes au remplissage

L'application numérique ci-contre donne un ordre de grandeur du coût des pertes quotidiennes en produit par tonne d'essence ou de pétrole brut.

On remarquera que le coût des pertes par respiration est sensiblement égal au double du coût des pertes au remplissage pour l'exemple traité. En tout état de cause, pour un bac aérien cylindrique vertical de type classique, ces pertes ne sont pas négligeables.

Il est à noter que la détermination des pertes dans un réservoir à toit flottant échappe totalement au calcul puisque la phase gazeuse est inexistante. On observe généralement que l'utilisation d'un toit flottant réduit les pertes dans la proportion de 70 à 80 % (1), les pertes résiduelles étant dues à la mauvaise étanchéité du joint périphérique.

C.- Les immobilisations en produit

Le coût d'immobilisation en produit est égal à la perte subie par l'immobilisation d'un capital correspondant qui pourrait être investi ailleurs.

Pour une entreprise, nous pensons qu'il doit être mesuré par les intérêts que rapporterait ce capital au taux moyen de rentabilité des investissements de l'entreprise.

Ce poste est très important, comme nous le verrons plus loin à partir d'un exemple numérique. La remarque de G.HADLEY (2) prend toute sa signification :

"Ce que l'on perd en investissant dans les stocks représente le plus important d'une gestion".

Le calcul de ce coût variable, proportionnel aux quantités stockées comme l'est l'intérêt au capital, est très aisé dès que l'on connaît :

- le taux d'intérêt,
- le capital immobilisé.

(1) Petrole Information n° 445, 5 décembre 1967, p.65

(2) G.HADLEY et T.M.WHITIN, "Etude pratique des modèles de gestion de stock", Dunod, p.12

Le taux d'intérêt, comme nous l'avons remarqué, est une donnée interne à l'entreprise. Pour ce qui est du capital immobilisé, lorsque les stocks tournent très vite et que ces stocks sont destinés à faire face aux aléas des enlèvements et des approvisionnements, il est évalué au prix d'achat pour les matières premières, et au prix de vente pour les produits finis.

Les stocks de produits pétroliers sont de nature très différente ; l'obligation légale de stockage leur donne un caractère permanent. En appliquant la règle d'évaluation des immobilisations énoncée ci-dessus, ne risque-t-on pas de privilégier les stockages de pétrole brut sans aucune justification ?

A ce sujet, nous ferons deux remarques :

- Les coûts fixes représentent la quasi-totalité des coûts de raffinage proprement dit (prix C.I.F. (1) des bruts non compris). Les capacités de raffinage ne sont jamais utilisées totalement pendant toute l'année ; les stocks permanents de pétrole brut peuvent donc être transformés facilement et, au coût variable près, sans supplément de coût en stock permanent de produits finis.
- Les stocks de pétrole brut sont comptabilisés dans la réserve légale suivant les modalités fixées par la loi (2).

Notre opinion est donc que, exception faite des stocks techniques, les stocks de pétrole brut doivent être évalués au prix des produits qui en sont issus.

Avec les cotations du marché de Rotterdam déjà citées, en choisissant un taux d'intérêt de 12 %, on établit aisément les résultats suivants (voir tableau p. suivante).

(1) Coûts, assurances, frêts compris
(2) Cf. Chapitre II, première partie

	Prix du marché	Immobilisations
Essence (1)	32 \$/t	1,22 F/t.mois
F.O.D.	20 \$/t	1,11 F/t.mois
Brut (2)	16,4 \$/t	0,91 F/t.mois

- (1) Essence "moyenne" 60 % NOR 90, 40 % NOR 99
(2) Pétrole brut de type libyen

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

D. BABUSIAUX

Recherche d'un réseau optimal de dépôts de produits pétroliers,
Thèse, Université de Dijon, 1969.

G. DARIC

Réservoirs de stockage d'hydrocarbures et produits assimilés,
IFP, mars 1962.

G. DEPALLENS

Gestion financière de l'entreprise, 3e édition, Sirey, 1967.

G. HADLEY et TM. WHITIN

Etude pratique des modèles de gestion de stock, Dunod.

J. MASSERON

L'Economie des hydrocarbures, Editions Technip, 1969

Articles et Documents

Statistiques de la Direction des Carburants
Pétrole Informations

Documentation Technique de l'Association Française des Techni-
ciens du Pétrole.

PREMIERE PARTIE

Chapitre IV

—

LE PROBLEME DE LA REGULATION

COUT DE CHANGEMENT
DE MARCHE EN RAFFINERIE

P L A N

I - LE PROBLEME DE LA REGULATION

A.- Les stockages de régulation

- a) Niveau théorique des stockages de régulation
- b) Etude de la régulation en Basse-Seine, Nord et Région Parisienne

B.- La modulation en raffinerie

- a) Le choix des pétroles bruts
- b) Le choix des procédés
- c) Modulation et facteur de service des raffineries

II - LES COUTS DE CHANGEMENT DE MARCHE EN RAFFINERIE

- A.- Les pertes en propane
 - B.- Les pertes en gas-oil
 - C.- Le déclassement du fuel basse teneur en soufre
 - D.- La consommation de démulsiifiant
 - E.- La corrosion due aux cycles courts
-

Nous avons exposé au chapitre II de cette première partie qu'une fonction importante des stockages d'hydrocarbures était la régulation de la production lorsque les consommations de produits finis sont soumises à de fortes tendances saisonnières.

Nous constaterons, au début de ce chapitre, que les capacités nécessaires à une telle régulation sont si importantes que les raffineurs lui préfèrent souvent la modulation par la production lorsque celle-ci est possible.

La satisfaction de la demande instantanée par la production est limitée par l'augmentation des coûts de production lorsque l'on s'écarte des rendements théoriques du pétrole brut au sortir de l'unité de distillation atmosphérique, tandis que la constitution de stocks, qui équivaut à une production différée et autorise une production plus régulière, voisine des rendements moyens des bruts traités correspondant à la structure moyenne du marché, est limitée par les coûts de stockage.

Cette alternative fondamentale nous porte au coeur du sujet. Lorsque les contraintes légales de stockage sont satisfaites, lorsque les stocks techniques de produits intermédiaires ont atteint le minimum compatible avec le bon fonctionnement des unités, quelle doit être en effet la place des stockages de régulation ?

Il ne sera pas encore apporté de réponse à cette question ; nous nous limiterons, dans ce chapitre, à l'analyse et à la description des paramètres qui interviennent dans le mécanisme de la modulation en raffinerie, justifiant par là l'étude plus détaillée que nous ferons ultérieurement des coûts de modulation sur pétrole brut et des coûts de production.

Pour l'analyse à court terme que nous avons évoquée au chapitre précédent, il sera défini un certain nombre de périodes élémentaires, assez courtes, de façon à donner une image satisfaisante de la demande de chaque produit fini, mais suffisamment longue pour que le niveau de la demande ne soit pas sensible aux aléas des enlèvements quotidiens.

Compte-tenu de ces impératifs, et du fait que les statistiques internes des entreprises pétrolières sont établies

mensuellement, nous retiendrons le mois comme période élémentaire. Il sera ainsi défini, pour chaque mois, un niveau de production de chaque produit, susceptible d'être modifié d'un mois à l'autre, soit par l'utilisation d'un pétrole brut ou d'un mélange de pétroles bruts différents, soit par un réglage différent des unités.

Ces changements sont susceptibles d'occasionner des coûts de changement de marche (1) que nous évoquerons à la fin de ce chapitre, et qui trouvent leur origine dans :

- les pertes en propane,
- les pertes en gas-oil,
- le déclassement du fuel basse teneur en soufre,
- la consommation de démulsiifiant,
- la corrosion due aux cycles courts.

Toutefois, nous mettrons en garde le lecteur contre l'utilisation systématique de ces coûts, dont la réalité ne saurait être controversée, mais dont l'usage n'est pas toujours justifié. En effet, on constate que certaines raffineries, parce qu'elles doivent traiter un grand nombre de pétroles bruts approvisionnés par petites quantités, sont amenées à changer de cycle (1) un grand nombre de fois dans le mois ; le run (1) mensuel calculé est alors un run moyen, correspondant à une succession de marches différentes. Dans ces conditions, la constatation d'un changement de "run moyen" ne justifie plus de tenir compte d'un coût de changement de marche fictif.

Il reste cependant que d'autres raffineries, en général celles qui sont proches des zones côtières, ont des cycles beaucoup plus longs, dont la durée normale est voisine ou supérieure au mois, et pour lesquelles ces coûts doivent être retenus, lorsque la modulation par la production impose des cycles plus courts.

(1) Nous emploierons indifféremment les trois expressions : marche, cycle ou run, qui sont utilisées pour définir un fonctionnement régulier et stable de la raffinerie :

- avec les mêmes pétroles bruts,
- avec les mêmes unités et les mêmes rendements des unités.

I - LE PROBLEME DE LA REGULATION

C'est un problème tout à fait général que celui de la constitution de réserves, pour "maintenir une production régulière ou un courant d'achat régulier, en face d'une demande variable, en permettant à l'inverse, de desservir une demande permanente au moyen de ressources naturelles de caractère saisonnier" (1).

Nous avons déjà opposé plusieurs fois la constitution de stockages saisonniers de produits pétroliers à la modulation par la production en raffinerie. Notre intention sera, tout d'abord, de faire apparaître l'importance des stocks de régulation à travers les statistiques pétrolières de ces dernières années.

A.- Les stocks de régulation

Dans un premier temps, nous supposerons que la production en raffinerie est stable pendant tous les mois de l'année, de façon à déterminer le niveau théorique maximum des stocks de régulation.

Cette hypothèse du fonctionnement régulier de la raffinerie sera ensuite écartée, et nous observerons la part réelle des stockages de régulation à partir des données statistiques des régions du Nord, Basse-Seine et Région Parisienne.

(1) P.MASSE, Le choix des investissements, Dunod, 1959, p.283

a) Niveau théorique des stockages de régulation

Comme nous l'avions déjà constaté au chapitre premier, les fluctuations saisonnières de la demande sont très amples, en valeur absolue et en valeur relative. Elles sont, de plus, et dans une large mesure, prévisibles.

Le tableau 1 donne le niveau théorique des stocks de régulation, dans l'hypothèse où la production est stable et égale à la demande moyenne de l'année, pour les trois grandes classes de produits :

- essences (carburant automobile et super carburant)
- fuel-oil domestique, gas-oil et 50 % de fuel léger,
- fuel lourd et 50 % de fuel léger.

Cette répartition du fuel léger est justifiée par le fait que ce produit est obtenu à partir d'un mélange équiproportions de bases gas-oil et fuel lourd n° 1.

Nous exposerons brièvement la méthode de calcul utilisée dans ce tableau. Soit d_i , la demande mensuelle d'un produit, et d_m , la demande moyenne.

$$d_m = 1/12 \sum_{i=1}^{12} d_i$$

s_i la constitution de stock mensuelle : $s_i = d_i - d_m$

$s_i \geq 0$, constitution de stocks de régulation

$s_i < 0$, les stocks s'épuisent.

S_j l'état des stocks de régulation à la période j :

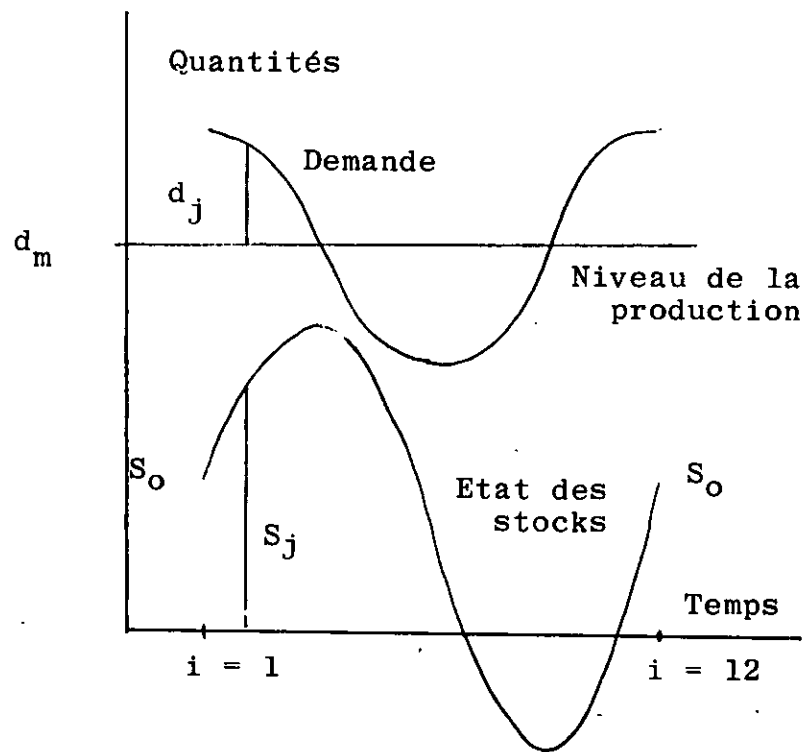
$$S_j = S_0 + \sum_{i=1}^j s_i$$

TABLEAU 1

(en 10³ tonnes)

		TABLEAU DE CALCUL DES STOCKS DE REGULATION 1969											Moyenne mensuelle d _m	
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N		D
Demande mensuelle des essences (CA + SU) d _i		708	719	878	985	1 000	974	1 163	1 168	1 052	982	858	861	946
	Constitution de stocks s _i = d _i - d _m	+ 238	+ 228	+ 68	- 39	- 54	- 28	- 217	- 222	- 106	- 36	+ 88	+ 85	
	Stocks indicatifs S ₀ = 0	238	466	534	495	441	413	196	- 26	- 132	- 168	80	0	
	S ₀ = 168 Etat des stocks de régulation	406	634	702	663	639	581	364	142	36	0	248	168	
Demande mensuelle GO + POD + 1/2 fuel léger		3 729	3 831	3 204	2 603	1 588	1 390	1 273	1 306	2 400	2 164	2 975	5 015	2 618
	Constitution de stocks	-1 111	-1 213	- 586	+ 15	+1 030	+1 228	+1 345	+1 312	+ 218	+ 454	- 357	-2 397	
	Stocks indicatifs	-1 111	-2 324	-2 910										
	Etat des stocks de régulation	1 799	586	0	15	1 045	2 273	3 618	4 930	5 148	5 602	5 245	2 848	
Demande mensuelle 1/2 fuel léger + fuel lourd		1 702	1 465	1 462	1 390	1 220	1 070	1 213	950	1 369	1 633	1 641	2 244	1 447
	Constitution de stocks	- 255	- 18	- 15	+ 57	+ 227	+ 377	+ 234	+ 497	+ 78	- 186	- 194	- 797	
	Stocks indicatifs	- 255	- 273	- 288										
	Etat des stocks de régulation	33	15	0	57	284	661	895	1 392	1 460	1 274	1 080	283	

Sources : Statistiques C.P.D.P. 1969



Le stock de régulation initial S_0 doit être choisi de telle sorte qu'à aucun moment l'état des stocks de régulation puisse être négatif. En effet, cela reviendrait à utiliser les stocks de réserve légale à des fins de régulation, ce qui est contraire à la loi, qui exige de chaque autorisé spécial "la constitution et la conservation, à tout moment, d'un stock de réserve..." (1).

(1) Loi du 10 janvier 1925, article 2.

Dans le tableau de calcul des stocks de régulation, nous avons d'abord pris $S_0 = 0$, de façon à déterminer un état de stock indicatif, défini à une constante près. La translation numérique est ensuite effectuée en prenant pour valeur de la constante S_0 , l'opposé de la plus grande valeur absolue négative des stocks indicatifs.

Cette méthode présente l'inconvénient de ne pas tenir compte des courants d'échange à l'importation et à l'exportation, ni des capacités des réservoirs banalisés utilisées pour stocker indifféremment les essences et les gas-oils.

A ce propos, on constate que la France est exportatrice nette d'essence et de fuel lourd, et importatrice nette de gas-oil comme le montre le tableau ci-après :

Tableau 2

Ann. 1969 10 ³ tonnes	Import.	Export.	Balance
Essences	470	1 187	717
Gas-oil	3 731	2 900	- 831
Fuel lourd	924	4 194	3 270

Nous ferons l'hypothèse que les exportations de produit hors de nos frontières, ont lieu pendant les mois de forte consommation, lorsque nos partenaires en ont le plus besoin, l'été pour les essences et l'hiver pour le fuel lourd. Les exportations augmenteront alors nos charges de stockage, et, de la même façon, les importations de gas-oil les diminueront.

Pour ce qui est des stockages banalisables, on observe sur le tableau de calcul des stocks de régulation, une correspondance parfaite et inversée des périodes de stockage et de déstockage d'essence et de gas-oil ; au mois de mars, les stocks d'essence sont à leur maximum alors que les stocks de gas-oil sont à leur minimum, et l'inverse en octobre. L'utilisation des

réservoirs banalisés semble donc particulièrement intéressante ; à la limite, on pourrait envisager de stocker toutes les essences dans de tels réservoirs, bien que l'on puisse constater que l'utilisation de ces réservoirs ne se soit pas généralisée, en particulier pour les dépôts de distribution, où les capacités unitaires des réservoirs sont plus faibles et où les transferts seraient plus fréquents qu'en raffinerie.

La loi faisant obligation de stocker au minimum 40 % des essences en distribution, nous retiendrons donc ce chiffre pour le stockage de régulation des essences en réservoir propre.

En définitive, le niveau théorique des stocks de régulation s'établit comme suit :

Essences (d = 0,74)

40 % en distribution $702 \times 0,4 = 280 \text{ } 10^3 \text{ t}$ 0,39 MM m3

Gas-oil (d = 0,85)

dont 1,34 MM m3 banalisable $5602-831 = 4 \text{ } 771 \text{ } 10^3 \text{ t}$ 5,63 MM m3

Fuel-lourd(d=0,95)

$1460 + 3270 = 4 \text{ } 730 \text{ } 10^3 \text{ t}$ 5,0 MM m3

Total

11,0 MM m3

Le chiffre obtenu, tout à fait théorique, qu'il faut replacer dans le cadre des hypothèses formulées, donne malgré tout une idée de l'importance des fluctuations saisonnières de la demande et des capacités que l'on devrait mettre en oeuvre pour maintenir une production régulière. Nous pensons d'ailleurs que ce niveau calculé est trop faible, car il ne tient pas compte de la rigidité structurelle de la distribution ; les pointes locales des enlèvements par zone de distribution pouvant être décalées dans le temps par rapport au maximum de la demande globale.

Les capacités de stockage actuellement construites seraient de toute façon insuffisantes pour recevoir de telles quantités de produits finis. Nous avons noté, au chapitre II de cette première partie, que les capacités disponibles au 31 décembre 1969 pour les produits finis étaient de :

14,4 millions de m3 en raffinerie,
7,7 millions de m3 hors raffinerie,

soit au total 22,1 millions de m³.

Ces capacités sont utilisées en priorité pour :

- le stockage de réserve légale,
- le stockage des produits intermédiaires,
- le stockage des autres produits.

Le stockage de réserve légale est sensiblement égal à trois mois de consommation moyenne des essences, gas-oils et fuel oils, pouvant être substitués en pétrole brut dans la limite de 40 % pour les essences et gas-oils et 50 % pour les fuels.

Tableau 3

	Consom. moyenne 10 ⁶ t	Stock légal		Stock de réserve 10 ⁶ m ³ constitué en	
		10 ⁶ t	10 ⁶ m ³	Pétrole brut	Produit
Essences	0,946	2,838	3,85	1,5	2,3
Gas-oils	2,618	7,854	9,2	3,7	5,5
Fuel lourd	1,447	4,341	4,6	2,3	2,2
Total				7,5 *	10,0

* On doit appliquer à ce chiffre un coefficient de substitution de 1,25, conformément au décret du 10 mars 1958, pour obtenir le volume des stocks équivalents en pétrole brut, soit :

$$7,5 \times 1,25 = 9,4 \text{ millions m}^3$$

Les capacités disponibles pour le stockage du pétrole brut étaient de 10 Millions de m³ au 31 décembre 1969, dont 5,3 millions de m³ constitués en raffinerie (1).

(1) Voir chapitre II, première partie.

Le stockage des produits intermédiaires : 5,8 millions m3

Le stockage des autres produits
(estimation) : 1,0 " "

En définitive, 17 millions de m3 sont utilisés en priorité sur les 22 de capacité disponibles ; il reste donc 5 millions de m3 utilisables pour le stockage de régulation sur les 11 théoriquement nécessaires, selon notre calcul et dans l'hypothèse d'une production régulière.

L'adaptation de l'offre à la demande de produits pétroliers semble donc, après cette étude, être obtenue par les effets conjugués et sensiblement équivalents des stockages de régulation et de la modulation par la production, mesurée en écarts cumulés de la production par rapport à la moyenne de l'année.

Les parts respectives de la régulation et de la modulation s'établissent comme suit, pour l'année 1969 :

45 % pour la régulation par les stocks
55 % pour la modulation par la production

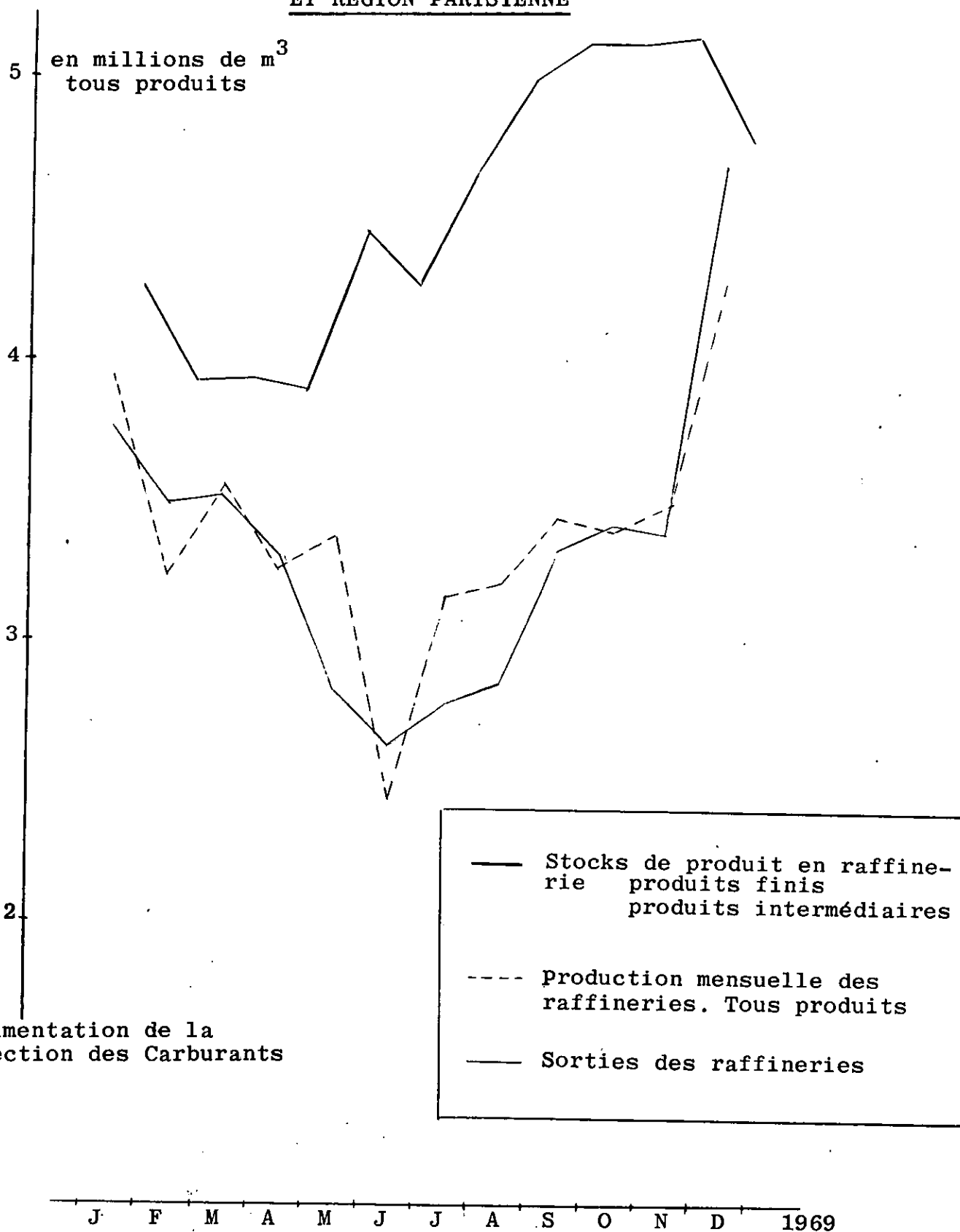
b) Etude de la régulation en Basse-Seine, Nord et Région Parisienne

L'étude pratique de la régulation est délicate, dans la mesure où il n'existe pas de bonnes statistiques mensuelles de production pour la France entière, et où les données concernant le niveau mensuel des stockages sont très fragmentaires.

Nous avons pu obtenir ces statistiques pour les régions de Basse-Seine, du Nord et de la région Parisienne, régions qui ont été choisies parce qu'elles constituent une unité géographique de forte concentration industrielle, pour lesquelles la consommation d'hydrocarbures représentait en 1969, 23 % de la consommation nationale.

GRAPHIQUE 2

REGULATION EN BASSE-SEINE, NORD
ET REGION PARISIENNE



Documentation de la
Direction des Carburants

Le graphique 2 ci-contre fait apparaître que la chronique des productions mensuelles tous produits épouse les tendances de la demande, que nous avons assimilée aux enlèvements dans les raffineries. On constate une rupture dans le processus de production pour le mois de juin, période d'entretien dans la plupart des raffineries. Il est à noter que des stocks avaient été constitués le mois précédent en prévision de cette baisse brutale de la production.

Les stockages de régulation sont constitués à partir du mois de juillet jusqu'au mois de septembre, en prévision des fortes consommations d'hydrocarbures pendant les mois d'hiver. Ces stocks sont en principe constitués le plus tard possible dans l'année, de façon à minimiser les coûts proportionnels à la durée du stockage, mais il semble que l'hiver 1969-1970 ait été en retard, une forte croissance de la demande correspondant à une diminution du niveau des stocks peut être observée au mois de décembre.

Il n'est pas tenu compte, dans cette analyse, des stockages en dépôt de distribution. Nous ferons l'hypothèse, en accord avec la réalité, que le niveau des stockages en dépôt de distribution est pratiquement constant ; la régulation par les stocks se fait essentiellement en raffinerie.

B.- La modulation en raffinerie

L'étude qui précède nous a permis de montrer que, globalement, l'adaptation de l'offre à la demande de produits pétroliers était réalisée à 55 % au moins par la modulation.

Nous montrerons comment cette modulation est possible, en évoquant les rendements des différents pétroles bruts proposés sur le marché, et le choix des procédés de raffinage. Notre intention n'est pas de faire une analyse exhaustive de toutes les combinaisons qui conduisent à une gamme très large de rendements possibles. Il existe, en effet, quelques 200 bruts sur le marché, et une raffinerie est en général équipée pour traiter, isolément ou en mélange, 2 à 6 d'entre eux.

Les principaux procédés de raffinage peuvent être énumérés, mais leurs variantes, qui proviennent d'applications

particulières, sont très nombreuses ; dans le cadre de l'analyse à court terme que nous avons choisie, les équipements ne sont pas modifiés, la souplesse sera obtenue à partir du taux de service des unités et des possibilités de mélange des bases de produits intermédiaires.

Notons que, pour le choix des pétroles bruts, certaines contraintes d'approvisionnement doivent être considérées, les sociétés pétrolières étant liées, le plus souvent, par des contrats de reprise ou par des contrats d'approvisionnement à long terme.

Tous ces facteurs font que l'art du raffineur, les choix et les décisions qui doivent être prises et, au bout du compte, la combinaison optimale des facteurs de production, sont très délicats et ne sont possibles que grâce à l'aide des ordinateurs. Nous consacrerons un chapitre (1) à l'étude des coûts marginaux de la production, que l'on appréhende à l'heure actuelle par la programmation linéaire des opérations de raffinage.

Le rendement, exprimé en pourcentage de produits finis issus du pétrole brut, n'est pas le seul aspect de la modulation puisque des quantités variables de pétrole brut devront être traitées d'une période à l'autre. Nous évoquerons donc les incidences de la modulation sur l'allure de marche ou facteur de service des raffineries, et sur la modulation en pétrole brut qui fera l'objet du prochain chapitre.

a) Le choix des pétroles bruts

Le tableau 4 ci-après donne pour quelques pétroles bruts connus, les rendements typiques de raffinage, après une simple distillation atmosphérique et un reforming des essences.

(1) Chapitre I, seconde partie.

Tableau 4

Rendements typiques en raffinage de quelques bruts (pourcentage en poids)

	Mid-Continent U.S.A.	Tia-Juana Venezuela	Kuweit	Arabe léger
Essences	29 %	15	19	21
Distillats moyens	20	19	26	30
Fuels résiduels	46	62	50	44
Balance	5	4	5	5

Petroleum Press Service, septembre 66.

On conçoit que le traitement d'un cocktail de ces différents bruts puisse conduire à des rendements compris entre

15 et 30 % pour les essences,
20 et 30 % pour les distillats moyens,
45 et 65 % pour les fuels.

En France, la structure du marché des produits finis était caractérisée par les valeurs suivantes, au terme de l'année 1969 (1) :

16 % pour les essences,
46 % pour les distillats moyens,
23 % pour les fuels.

Les bases d'essence pourront donc, le plus souvent, être obtenues directement de l'unité de distillation, tandis que les fuels lourds devront en partie être transformés en bases pour les gas-oils à l'aide d'unités de transformation spéciales.

(1) Voir chapitre I, première partie.

b) Le choix des procédés

Il n'est pas possible d'examiner ici toutes les techniques de raffinage ; schématiquement, nous distinguerons celles qui utilisent la séparation physique (distillation atmosphérique et sous vide, extraction au solvant, cristallisation etc...) de celles qui produisent une transformation chimique au cours de laquelle les molécules changent de nature ou de structure. Ce sont les secondes qui sont les plus intéressantes pour la modulation, car elles permettent de transformer radicalement les rendements des produits finis obtenus.

- Le cracking

La rupture des grosses molécules aux températures élevées conduit à la formation d'un mélange de produits légers, hydrogène, gaz de pétrole, essences et gas-oil, ainsi qu'à la formation d'un résidu plus lourd que la base traitée.

Le cracking thermique a été découvert et mis en application au début de ce siècle aux Etats-Unis, pour résoudre le difficile problème de la production des essences en très grandes quantités. Ce procédé, et surtout l'une de ses variantes, le visbreaking, y est encore aujourd'hui largement utilisé pour le cracking des résidus lourds.

Le cracking catalytique, découvert par l'ingénieur français HOUDRY en 1923, ajoute aux effets thermiques l'action d'un catalyseur à base d'argile naturelle ou de silico-aluminate (zéolithes). Ce procédé conduit à la formation de très bonnes bases pour le super-carburant.

L'hydrocracking, ou cracking catalytique en présence d'hydrogène, est un procédé relativement coûteux, mais qui présente l'avantage de réduire complètement une charge sans formation de coke et en améliorant la qualité des produits obtenus.

Les capacités de traitement des unités de cracking dans les raffineries françaises étaient, en fin 1969, de 2,3 millions de tonnes/an pour le cracking thermique, et 6,5 millions de tonnes/an pour le cracking catalytique.

- Le réforming

Ce procédé de raffinage est utilisé couramment dans la plupart des raffineries ; il conduit à la fois au craquage

des grosses molécules et à la polymérisation ou cyclisation des molécules plus petites. Les composés cycliques ou ramifiés sont très intéressants car ils améliorent la qualité des essences.

Comme pour le cracking, le réforming peut se produire sous l'effet de la chaleur et/ou de la catalyse. Les catalyseurs les plus courants sont ceux à base de platine, le procédé étant alors appelé platforming.

Les capacités de traitement en décembre 1969 étaient de :

6,5 millions de tonnes/an pour le réforming thermique,
13 " " " " pour le réforming catalytique.

Les autres méthodes chimiques - polymérisation, isomérisation, cyclisation, alkylation et désasphaltage au propane - sont beaucoup moins utilisées que celles que nous venons de citer.

A titre d'exemple, le tableau 5 donne les rendements en produits finis obtenus à partir de quelques bruts typiques, par distillation suivie d'un platforming et d'un visbreaking. Naturellement, les fourchettes de rendement sont beaucoup plus larges que celles que nous avons indiquées pour une simple distillation atmosphérique :

de 5 à 20 % pour les essences,
de 20 à 65 % pour les distillats moyens,
de 10 à 70 % pour les fuels.

Le tableau 6 indique, sans aucune référence aux coûts de traitement, les variations de rendement qui peuvent être obtenues à partir d'un pétrole brut donné par la combinaison judicieuse des différents traitements.

Tableau 5

Rendements de quelques bruts typiques
par distillation, platforming et
visbreaking

% en poids	Bachaquero	Kuwait	Qatar	Léger Seria
Essences	5	13	19	21
Distillats moyens	19	38	50	64
Fuels	70	42	24	9
Consommation et pertes	6	7	7	6

Petroleum Press Service, septembre 66

Tableau 6

Rendements d'un brut de Kuwait en utilisant
différents procédés de raffinage

	Essence	Distillats moyens	Fuel	Consommations et pertes
D + P	11	28	56	5
D + P + V	13	38	42	7
D + P + V + C	21	36	35	8
D + P + V + A + H	15	53	21	11
D + P + V + C + A	35	27	28	10

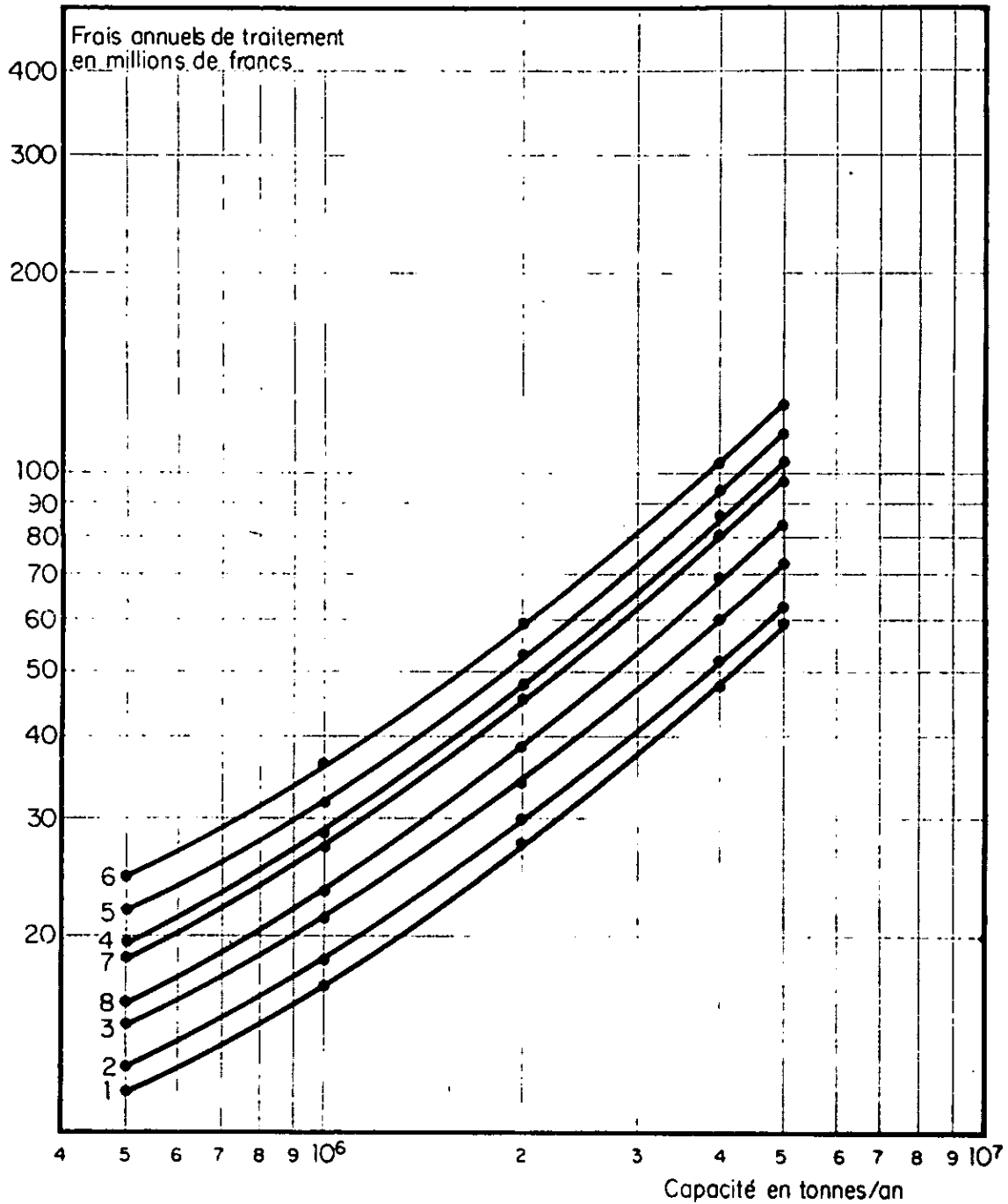
D Distillation
P Platforming
V Visbreaking

C Cracking catalytique
A Désasphaltage au propane
H Hydrocracking

Petroleum Press Service, septembre 66

FIGURE 3

FRAIS ANNUELS DE TRAITEMENT POUR 8 CAS TYPES



Le cracking catalytique permet d'améliorer considérablement les rendements en essence (13 à 21 %) et ramène de 56 à 35 % la proportion de fuel lourd lorsqu'il est précédé d'un vis-breaking.

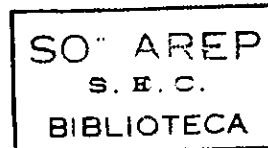
L'hydrocracking, qui semble devoir se développer ces prochaines années en raison des mises au point techniques portant sur les catalyseurs, augmente la proportion de distillats moyens, de 38 à plus de 50 % sur un pétrole brut du Kuwait.

Pour ce qui est des coûts de traitement en raffinerie, une étude récente (1) donne les frais annuels en fonction des capacités de traitement des unités pour huit cas types :

- 1 Distillation seule
- 2 Distillation plus perco (unité de fabrication des huiles)
- 3 Distillation plus reforming moyen
- 4 Distillation plus cracking
- 5 Distillation plus reforming moyen plus cracking
- 6 Distillation plus reforming moyen plus cracking plus hydrodésulfuration GO
- 7 Distillation plus reforming puissant plus hydrodésulfuration GO
- 8 Représente un cas moyen

Les courbes de la figure 3 sont approximativement des droites en double échelle logarithmique. L'augmentation de la production des fractions légères est donc très onéreuse.

(1) J.MASSERON, L'économie des Hydrocarbures, Technip 1969



En dehors de l'augmentation des coûts unitaires de traitement et des investissements nécessaires, nous pouvions déjà observer au tableau 6 que les consommations de produit et les pertes augmentent rapidement avec la complexité des traitements.

c) Modulation et facteur de service des raffineries

Lorsque l'on a recours à la modulation de la production pour ajuster l'offre à la demande, les variations de rendement en produit doivent, le plus souvent, s'accompagner de celles des quantités de pétrole brut traitées.

Le calcul de la capacité nominale d'une raffinerie intègre plusieurs considérations (accroissement de capacité prévisible, périodes d'entretien etc...) dont la plus importante est la capacité de traitement maximale qui permet de faire face aux pointes de la demande. Lorsque les surcapacités sont trop importantes, la répartition des coûts fixes se fait sur des quantités de produit trop faibles, le coût moyen de la production augmente considérablement et devient prohibitif.

On appelle facteur de service ou allure de marche des raffineries le rapport $\frac{Z}{T}$,

Z = tonnage réel traité,
T = capacité de traitement théorique.

Ce rapport est toujours inférieur à 1, exprimé en pourcent ; il était en 1969 compris entre 85 et 90 pour l'ensemble des raffineries françaises.

On estime en général que tous les coûts fixes de traitement (amortissement du matériel, frais de personnel, entretien...) représentent 67 % environ des frais de traitement, alors que les coûts variables avec les quantités traitées (combustible, matières premières, catalyseur..) en représenteraient 33 % seulement.

Du seul point de vue des coûts de production, on trouverait donc avantage à fonctionner avec des facteurs de service voisins de un ; mais on ne saurait trop insister sur le fait que toutes les opérations de production de raffinage

et de distribution sont liées dans l'industrie pétrolière, et que les programmes de gestion optimale doivent être intégrés sur toute la chaîne des opérations.

Le meilleur exemple en est l'incidence de la modulation en raffinerie sur le transport du pétrole brut, qui fera l'objet de notre prochain chapitre. Doit-on, en effet, approvisionner les raffineries métropolitaines régulièrement tout au long de l'année et constituer des stocks de pétrole brut lorsque les quantités traitées sont variables d'un mois à l'autre ou, au contraire, adapter le niveau du transport aux besoins des raffineries en ayant recours au marché très fluctuant des affrètements "spot" (1) ?

(1) affrètements spot ou au voyage ; l'armateur s'engage à transporter le brut d'un port à l'autre pour un seul trajet.

II - LES COÛTS DE CHANGEMENT DE MARCHE EN RAFFINERIE

Les raffineries doivent en général traiter tout au long de l'année plusieurs pétroles bruts, d'origines et de caractéristiques différentes. Les bruts les plus lourds (Golfe Persique, Vénézuéla...) sont traités de préférence l'hiver car leur rendement en fuel est élevé, tandis que les plus légers (Libye, Algérie...) sont traités l'été pour faire face aux pointes de la demande d'essence.

Cette analyse très simplifiée de la modulation conduit à envisager deux périodes principales de fonctionnement des raffineries : une marche d'été et une marche d'hiver. En réalité, on observe que les changements de marche sont très fréquents dans la plupart des raffineries et que la durée des cycles dépasse rarement le mois. Les cycles courts sont dus en grande partie au nombre important des bruts traités, mais aussi à la volonté délibérée des raffineurs d'ajuster la production mensuelle aux besoins.

C'est ainsi qu'une modification quelconque du schéma de raffinage entraîne un certain nombre de coûts, qui trouvent leur origine dans l'arrêt temporaire des unités, ou dans les pertes et le déclassement des produits.

Compte-tenu des réserves que nous avons formulées en ce début de chapitre, certains de ces coûts peuvent être évalués ; nous tenterons de les chiffrer à partir des informations que nous avons pu recueillir dans l'industrie.

A.- Les pertes en propane

Le propane, issu du pétrole, est un gaz fortement valorisé, produit en grande quantité dans les raffineries au sortir des unités de distillation atmosphérique et de reforming catalytique principalement.

La récupération du propane décroît lorsque les changements de brut sont fréquents. En effet, lorsque l'on traite en alternance un brut sulfureux et un brut de basse teneur en soufre, les gaz de pétrole incorporent des fractions variables

d'anhydride sulfureux, et un rinçage abondant des circuits doit être effectué à chaque changement de brut.

Ces pertes peuvent être considérables si l'on observe que les bruts basse teneur en soufre, pour lesquels le taux de récupération théorique de propane est élevé, sont disponibles en petites quantités. On estime que lorsque les changements sont très fréquents (supérieurs à 15 par mois) les pertes en propane peuvent atteindre 75 % du propane récupérable.

En général, pour une raffinerie moyenne de 3 millions de tonnes par an, ces pertes pourront être évaluées à 1 000 ou 2 000 T par changement de marche.

Pour un calcul précis, si on appelle v , le volume des circuits et P le prix du propane par unité de volume, le coût des pertes en propane pour chaque changement d'un brut sulfureux pour un brut basse teneur en soufre sera égal à :

$$P \times v$$

B.- Les pertes en gas-oil

Les changements de pétrole brut s'effectuent en continu et le soutirage des produits à l'unité de distillation n'est pas en général interrompu.

Pour le gas-oil, dont les spécifications de point de trouble et de point d'écoulement doivent être maintenues à des valeurs au moins aussi bonnes que celles fixées par le programme, cela se traduit par un réglage du soutirage meilleur que celui qui serait exigé par le simple respect des spécifications. Une perte est enregistrée sur le gas-oil potentiel du mélange des bruts pendant la transition.

On estime que cette perte est en moyenne de 2 % pendant 10 heures. Si on admet un fonctionnement de 8 000 heures de la raffinerie pendant l'année, pour une capacité de traitement moyenne égale à 1,4 millions de tonnes par an de gas-oil, et une différentielle de prix gas-oil-fuel-oil de 50 francs par tonne, on trouve un coût de perte en gas-oil indicatif, correspondant à chaque changement de 1 750 francs.

C.- Le déclassement du fuel basse teneur en soufre

Les pétroles bruts non sulfureux donnent des fuel-oils basse teneur en soufre (B.T.S.) dont la valorisation est plus grande que celle des fuels n° 1 et 2 issus des bruts sulfureux.

Lorsque le traitement d'un brut sulfureux est suivi par celui d'un brut B.T.S., le soutirage du résidu de distillation et sa prise en compte en tant que fuel B.T.S. ne peut s'effectuer qu'après rinçage des conduites et contrôle de la teneur en soufre.

Ce déclassement peut être important en volume : de l'ordre de 500 tonnes en moyenne ; si on admet une différentielle de prix de 2 francs par tonne entre fuel BTS et fuel n°2, on obtient un coût de déclassement de 1 000 francs.

D.- La consommation de démulsiifiant

Lorsque les changements de brut sont trop fréquents, le dessaleur ne fonctionne plus correctement par suite des difficultés de réglage de cet appareil.

Pour pallier ce mauvais fonctionnement, on injecte pratiquement en continu de grandes quantités de démulsiifiant. Le coût correspondant à cette consommation supplémentaire de démulsiifiant est faible, il peut être estimé à 500 francs pour chaque changement.

E.- La corrosion due aux cycles courts

Le fonctionnement imparfait des dessaleurs se traduit par un encrassement des échangeurs, par une baisse de préchauffage et par la corrosion en tête de colonne. Il est impossible de donner une estimation de ces coûts mais il convient de ne pas oublier leur existence.

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

J. CHAPELLE

Géographie économique du Pétrole, tome I, Technip, 1968

J. MASSERON

L'économie des hydrocarbures, Editions Technip, 1969

Articles et Documents

Petroleum Press Service, Septembre 1966

Statistiques de la Direction des Carburants

Statistiques du Comité Professionnel du Pétrole.

PREMIERE PARTIE

Chapitre V

LE STOCKAGE OPERATIONNEL
DES PETROLES BRUTS
ET LE MARCHE DU FRET

P L A N

- I - LE STOCKAGE OPERATIONNEL DES PETROLES BRUTS
 - A.- Avantages et inconvénients
 - B.- Le stockage des bruts en Basse-Seine, Nord et Région Parisienne

 - II - LA MODULATION DU TRANSPORT DES PETROLES BRUTS
 - A.- Le transport en flotte propre
 - a) Les coûts fixes
 - b) Les coûts variables
 - B.- L'affrètement des navires pétroliers
 - a) Les barèmes de cotation
 - b) Les fluctuations des taux du marché spot.

 - III - UNE METHODE EMPIRIQUE SIMPLE POUR LA DETERMINATION DU COUT DE MODULATION SUR BRUT
 - A.- La constitution des stocks de brut
 - B.- Le coût de modulation sur brut
-

Nous avons observé au cours des chapitres précédents que l'adaptation de l'offre à la demande mensuelle de produits finis ne pouvait pas être obtenue uniquement par les stockages de régulation constitués en produits finis.

En effet, les capacités de stockage qui seraient mises en oeuvre pour la régulation totale de la production sont trop importantes au regard des capacités existantes.

Par ailleurs, les sociétés pétrolières sont amenées à traiter, d'une période à l'autre, des pétroles bruts ou des mélanges de pétroles bruts dont les caractéristiques sont différentes, et dont les rendements en produit sont variables.

Le principe de la modulation en raffinerie étant admis, nous avons constaté que les quantités de pétrole brut traitées variaient suivant les saisons et l'état de la demande mensuelle tous produits. Il se pose alors tout naturellement le problème de la régularité de l'approvisionnement en pétrole brut des raffineries, qui peut être résolu de deux façons différentes :

- soit par le stockage de régulation des pétroles bruts,
- soit par la modulation du frêt pétrolier.

Le stockage de régulation, que nous appellerons stockage opérationnel dans la suite de cet exposé pour nous conformer à la terminologie de l'industrie, favorise la régularité du transport ; les quantités de pétrole brut approvisionnées par navires pétroliers restent sensiblement constantes d'un mois à l'autre, et voisines du niveau moyen des quantités de brut traitées par les raffineries.

Lorsque le stockage opérationnel des pétroles bruts n'est pas possible, ou n'est pas souhaitable économiquement, la modulation des approvisionnements par le frêt pétrolier devient nécessaire. Une première solution consiste alors à prévoir des surcapacités de transport en flotte propre, pour

faire face l'hiver au transport de pointe. Dans cette hypothèse, les navires pétroliers appartenant à la compagnie, ou affrétés par elle pour une longue période, ne sont pas utilisés à plein temps au maximum de leur capacité. Nous verrons que cette solution n'est pas retenue dans la pratique en raison de la part importante des coûts fixes dans le coût de transport des pétroles bruts.

La modulation des approvisionnements par le frêt à très court terme sera par contre envisagée. Les armateurs indépendants proposent sur le marché "spot", l'affrètement de leurs navires pour le transport du pétrole brut, d'un port désigné à un autre port désigné, à des taux variables dans le temps, qui sont fonction de l'état de la demande et des pointes de transport sur ce marché très fluctuant.

Toute combinaison dans le court terme, du stockage opérationnel des pétroles bruts avec la modulation des transports par le "spot", compte-tenu d'un certain niveau de transport en flotte propre, sera appelée politique de transport des pétroles bruts. Ces politiques seront intégrées dans l'ensemble plus vaste des politiques de stockage et de production du modèle séquentiel de notre seconde partie (1).

Nous proposerons à la fin de ce chapitre une méthode simple de calcul des coûts associés à chaque politique de transport, pour le court terme et pour le long terme.

(1) Chapitres II et suivants, Seconde partie.

I - LE STOCKAGE OPERATIONNEL DES PETROLES BRUTS

L'évolution structurelle des capacités de stockage, ainsi que la réglementation et les coûts de stockage du pétrole brut, ont fait l'objet d'études détaillées au cours des chapitres précédents ; nous nous intéresserons ici au seul problème de la régulation.

Rappelons simplement que les stockages du pétrole brut, à l'instar du stockage des produits finis, répondent à plusieurs motivations.

La première est de caractère technique. Les opérations de raffinage ne peuvent pas être étroitement tributaires des arrivages de navires pétroliers et, de la même façon, les navires ne doivent pas être immobilisés trop longtemps dans les ports pétroliers, faute de possibilités immédiates de déchargement de leurs cargaisons. Pour répondre à ces impératifs, les stocks techniques de pétrole brut sont constitués soit en raffinerie, soit dans les ports pétroliers. La tendance actuelle est à l'augmentation plus rapide des capacités de stockage portuaire, en raison de l'augmentation de la taille des navires pétroliers et de l'implantation des raffineries près des zones de forte consommation.

Par ailleurs, la législation en vigueur fait obligation aux titulaires d'autorisations d'importation de posséder un stock correspondant au moins à 1/9 des quantités de pétrole brut importées par lui au cours du trimestre précédent. Ces quantités, ainsi que les excédents, peuvent être en partie comptabilisées dans la réserve légale de produits finis au titre de la substitution. A ce propos, nous avons observé au chapitre précédent que la contrainte de stockage, sensiblement équivalente à 15 jours de production, ne devait pas poser de problèmes aux compagnies, compte-tenu des capacités existantes, mais que la substitution maximale des stocks légaux de produit en pétrole brut conduisait à la saturation des capacités disponibles pour l'année 1969.

Il semble donc difficile de déterminer isolément une politique des stockages de brut, le choix qui sera fait entre le stockage légal à caractère permanent, et le stockage opérationnel, devra tenir compte des répercussions en aval et des possibilités de modulation sur le transport par fret maritime.

Nous nous limiterons ici à l'exposé des avantages et des inconvénients liés au stockage opérationnel des bruts et à l'étude de leur évolution mensuelle au cours de l'année 1969 pour les régions de Basse-Seine, du Nord et la Région Parisienne.

Remarquons tout d'abord que les stocks opérationnels de brut ont pour effet de transférer vers l'amont le "poumon" de la modulation. Il est clair que si la régulation s'effectue sur les pétroles bruts, la modulation en raffinerie sera plus aisée et, par suite, les stocks saisonniers de produits finis pourront être moins importants.

A.- Avantages et inconvénients du stockage opérationnel des bruts

Le pétrole brut rendu sur le territoire métropolitain est un produit non manufacturé qui incorpore moins de valeur ajoutée que les produits finis ; il est, en outre, disponible en plus grande quantité et peut donner lieu à des stockages plus massifs que ceux des produits qui en sont issus et qui doivent être conservés dans des réservoirs distincts.

Cependant, et bien que nous ayons montré précédemment que les coûts fixes de stockage sont très fortement décroissants lorsque la taille des réservoirs augmente, l'investissement initial correspondant aux réservoirs de stockage des bruts, est élevé. Le pétrole brut, parce qu'il incorpore les fractions légères très volatiles, doit être conservé dans des réservoirs très résistants (type G2) ou des réservoirs à toit flottant, plus chers que ceux utilisés pour le stockage des fuels et des bitumes (type G1).

Pour ce qui est des coûts variables tels que nous les avons définis au chapitre III de cette première partie, la comparaison semble être légèrement favorable au stockage des bruts. Les pertes par évaporation sont plus importantes pour les pétroles bruts que pour les essences, mais l'immobilisation du capital correspondant à la valeur des produits est plus faible.

Les critères économiques ne semblent donc pas déterminants a priori ; la solution du stockage massif et souterrain

des pétroles bruts qui permettrait de réduire considérablement les coûts n'est envisagée, à l'heure actuelle et en raison des difficultés d'exploitation, que pour le stockage légal de longue durée.

Les stocks de régulation, qu'ils soient constitués en pétrole brut ou en produits finis, ont pour but d'anticiper les fluctuations de la demande. Dans ces conditions, et en dehors de toute préoccupation économique, on préférera souvent constituer les stocks de régulation en produits finis à un stade plus avancé du processus de fabrication et de mise en place des produits, pour ne pas être tributaire des incidents ou des irrégularités qui peuvent se produire dans les raffineries (défaillance des unités, capacités de traitement insuffisantes, fait de grève, etc...).

Il demeure cependant que dans le court terme, et compte-tenu du faible coefficient de remplissage des réservoirs (0,5 pour 1969), le stockage des pétroles bruts peut jouer un rôle régulateur non négligeable à certaines périodes de l'année, et en particulier au début de l'hiver lorsque les quantités de brut traitées sont les plus importantes.

B.- Le stockage des bruts en Basse-Seine, Nord et Région Parisienne

Les tendances saisonnières du stockage opérationnel apparaissent nettement sur le graphique 1 ci-après, qui donne les variations mensuelles de l'état des stocks de pétrole brut pour l'année 1969.

Les stocks de régulation sont constitués dès le mois de juin, à la faveur de la baisse de production (période d'entretien de la plupart des raffineries françaises) en prévision des fortes consommations d'hydrocarbures pendant les mois d'hiver. Ils s'épuisent ensuite progressivement à partir du mois de novembre pour retrouver, en décembre, leur niveau d'origine.

Les approvisionnements, comparés aux quantités de brut traitées en raffinerie, sont relativement stables, en raison même du rôle régulateur des stockages. La modulation des approvisionnements qui fera l'objet de notre prochaine étude est cependant

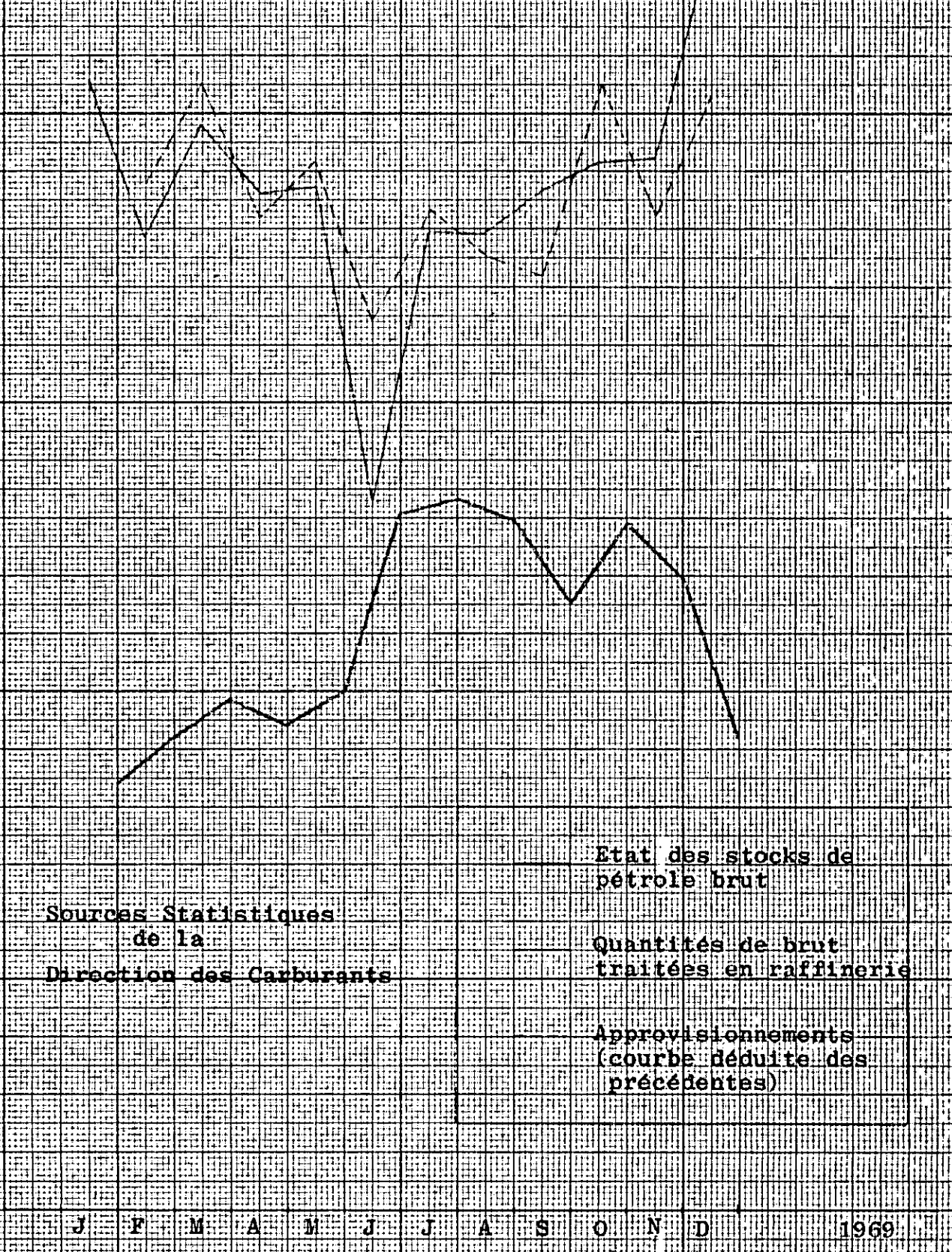
sensible ; les approvisionnements sont en moyenne plus importants l'hiver que l'été.

Pour les régions considérées, la modulation de la production en raffinerie, observée globalement à travers les quantités de brut traitées, a été obtenue en 1969 par l'effet combiné du stockage opérationnel des pétroles bruts et de la modulation des approvisionnements.

GRAPHIQUE 1

Millions de tonnes STOCKAGE DES PETROLES BRUTS EN BASSE-SEINE, NORD et REGION PARISIENNE

4
3
2
1
J F M A M J J A S O N D 1969



Etat des stocks de pétrole brut

Quantités de brut traitées en raffinerie

Approvisionnement (courbe déduite des précédentes)

Sources Statistiques de la Direction des Carburants

II - LA MODULATION DU TRANSPORT DES PETROLES BRUTS

En 1969, sur 89,7 millions de tonnes de pétrole brut traitées par les raffineries françaises, 83,3 millions de tonnes ont été approvisionnées par navires pétroliers ; c'est dire l'importance du fret pour les sociétés pétrolières françaises.

Du point de vue des coûts, on estime généralement que le coût du fret moyen pondéré représente 20 % de la valeur du pétrole brut approvisionné. A.LASCAUD note même dans "L'industrie du pétrole" que sur certains trajets, "le coût du brut traité par les raffineries françaises, qui est compris entre 90 et 100 F la tonne, peut inclure, quand il n'est pas de provenance métropolitaine, plus de 40 % de fret" (1).

Nous retiendrons que la part du transport maritime dans le processus de fabrication des produits est considérable et que l'étude de la gestion optimale d'une flotte doit retenir l'attention de l'économiste.

Nous avons montré au début de ce chapitre que la modulation du transport par voie maritime était indispensable, dans la mesure où les capacités de stockage affectées à la régulation sont insuffisantes. La modulation du transport nous est alors apparue comme la conséquence logique de la modulation sur les quantités globales de brut, traitées par les raffineries ; cette répercussion en chaîne peut donc aller jusqu'au gisement de pétrole.

Les grands groupes pétroliers disposent de ressources de brut en général très diversifiées, pour lesquelles la modulation des débits est toujours possible. Cette modulation au gisement ne peut pas être totale en raison des contrats à long terme avec les pays producteurs qui fixent aux sociétés exploitantes des objectifs de production à respecter ; de plus, l'Etat français fait obligation aux sociétés de reprendre certains contingents de brut de la zone franc, dont elles ne sont

(1) A.LASCAUD, Raffinage et transport ; l'industrie du pétrole, Avril 1963, p.41.

pas directement productrices. Il reste cependant un certain degré de souplesse pour la modulation instantanée des débits par les autres sources d'approvisionnement, et l'on estime ainsi que la modulation au gisement peut être, sans difficulté, de l'ordre de 10 à 15 % (1).

Nous ferons l'hypothèse que cette marge est suffisante pour permettre la modulation du fret sans provoquer de coûts supplémentaires, imputables à la production des gisements. Dans ces conditions, et du seul point de vue des coûts, la répercussion de la modulation en amont des raffineries s'arrête au transport du pétrole brut ; les gisements tenant lieu de gigantesques réservoirs de stockage, à partir desquels la régulation de la production dans le temps est possible sans frais supplémentaires.

Ces quelques remarques vont nous permettre de déterminer aisément, à la fin de ce chapitre, le coût de modulation sur brut de l'ensemble de la chaîne pétrolière en amont des raffineries, à partir des seuls coûts de transport et de stockage du pétrole brut.

On observe que les groupes pétroliers assurent entre 40 et 60 % seulement de leurs besoins de transport maritime par leur propre flotte ; ils font appel aux armateurs indépendants, sur le marché à long terme ou à court terme, pour couvrir le reste de leurs besoins.

Dans le cas où le transport est effectué par la flotte pétrolière propre à la société, le prix de revient du transport s'identifie avec le coût réel du transport. A l'inverse, dès que la société pétrolière s'adresse aux armateurs indépendants, le prix de revient du transport découle du contrat d'affrètement et non plus directement du coût de transport.

(1) M. MURPHY, "Aperçus sur la gestion de la flotte d'un groupe pétrolier intégré", Transport, février 1968

A.- Le transport en flotte propre

Les capacités de transport du pétrole par navire appartenant aux sociétés pétrolières n'évoluent que très progressivement sous l'effet des mises en service des nouveaux tankers, après un délai de 3 à 4 années nécessaire pour les études et la construction. La crise de gigantisme des navires pétroliers, qui a sensibilisé l'opinion ces dernières années, ne sera évoquée que dans la mesure où les coûts de transport sont liés à la taille des tankers.

a) Les coûts fixes

La part des coûts fixes dans les coûts de transport est prépondérante. On estime qu'elle est supérieure à 60 %.

Les amortissements sont très étroitement liés au coût de la construction des navires et par conséquent à leur taille. La durée d'amortissement est, à l'heure actuelle, voisine de 15 ans, elle est égale à l'espérance de vie des navires. A titre d'exemple, un navire de 230 000 tonnes, dont la durée d'amortissement est de 16 ans, "coûte selon les caractéristiques et les chantiers, de 75 à 85 millions de francs, et revient en moyenne à 5 millions de francs par an pour son seul amortissement, soit près de 15 000 francs par jour" (1).

Les frais financiers sont fonction du loyer de l'argent; compte-tenu du niveau élevé des taux pratiqués sur le marché à l'heure actuelle, ce poste est très important. Avec un taux de 10 % le chiffre cité des amortissements quotidiens serait multiplié par deux.

Les primes d'assurance représentent environ 1,5 % de la valeur de remplacement du navire. Pour l'exemple que nous avons choisi, la dépense quotidienne serait voisine de 3 500 francs.

(1) M.MURPHY, op.cit.

Les frais de personnel et les charges correspondantes doivent être considérés comme des frais fixes à court terme. Pour les navires récents de plus de 70 000 tdw, le nombre de personnes embarquées (de l'ordre d'une trentaine) est indépendant de la taille des navires pétroliers jusqu'à 300 000 tdw au moins (1). Pour les navires de cette taille, armés sous pavillon européen, les frais de personnel - compte-tenu de l'importance des charges sociales (50 % du salaire) - sont de l'ordre de 1.200 000 francs par an (1), ce qui équivaut à une dépense quotidienne voisine de 3 300 francs.

Les autres coûts fixes, réparations, dépenses périodiques de carénage etc... sont relativement importants. Les dépenses d'entretien sont très variables avec l'âge du navire, mais on peut prendre comme ordre de grandeur 2 % minimum de la valeur du navire neuf (1). Les dépenses annuelles de carénage pour un navire de 200 000 tdw sont voisines de 300 000 francs (1).

En définitive, pour un navire de la classe des 200 000 tonnes de port en lourd, les coûts fixes quotidiens peuvent être décomposés comme suit :

Amortissement	15 000 francs,	soit	30 %
Frais financiers	15 000 "	"	30 %
Assurances	3 500 "	"	7 %
Entretien	4 700 "	"	10 %
Carénage	8 300 "	"	16 %
Personnel	3 300 "	"	7 %
Total arrondi	50 000		

(1) J.MASSERON, L'économie des hydrocarbures, Technip 1969, p.109

b) Les coûts variables

Les coûts variables à court terme comprennent essentiellement les frais de port et de canal et les frais de combustible.

Les frais de port sont des taxes forfaitaires calculées en fonction de la jauge des navires et de leurs temps de séjour dans les ports ; ils sont destinés à amortir les installations portuaires et à couvrir les frais de remorquage.

Ports de chargement	Tout compris (F)			
	30 000 tdw	60 000 tdw	100 000 tdw	150 000 tdw
Tripoli (Liban)	6 500	14 000	22 000	30 000
Mina el Ahmedi	6 500	10 500	13 000	20 000
La Skhirra	6 000	7 600	8 000	10 000
Ports de déchargement	Long cours (F/t)	Cabotage international (F/t)	Cabotage national (F/t)	
Le Havre	1,79	1,42	1,09	
Lavera	1,66	1,30	0,90	

A ces frais, il faut ajouter 0,20 à 0,30 F/t de remorquage et divers. (1)

Par frais de canal, on entendait généralement pour le ravitaillement des pays européens, les taxes payées au gouvernement égyptien pour le passage par Suez avant la fermeture de l'ouvrage.

La consommation de fuel-oil n°2 par les moteurs diesels ou à turbines des navires, est proportionnelle à leur puissance et à leur temps de service ; elle est d'environ

(1) Tableau et commentaire, J.MASSERON, op.cit.p.111.

170 g/cheval/heure pour les moteurs diesel et de 200 g/ch/h pour les moteurs à turbine. Le tableau ci-après donne les consommations de fuel en tonnes par jour, en fonction de la taille des navires :

(1)

	Diesel	Turbines à vapeur
35 000 tdw	55	85
50 000 tdw	63	95
75 000 tdw	80	115
100 000 tdw	100	140
150 000 tdw	110	170

Les frais de combustible sont fonction du prix des fuels dans les différents ports de soutage. Si on retient le chiffre moyen de 70 francs par tonne (ports européens) pour le navire de 230 000 tonnes de notre exemple, équipé de moteurs Diesel (170 t/j), les frais quotidiens de combustible en haute mer sont voisins de 12 000 francs.

La combinaison en séquence des frais de combustible et des frais de port dépend, bien évidemment, des itinéraires suivis et du nombre des rotations annuelles sur chacun d'eux. On constate en pratique que la vitesse d'un navire pétrolier est très peu flexible, elle varie dans une marge assez étroite de 14 à 16 noeuds (2), si bien que la durée d'une rotation est sensiblement constante pour une route maritime donnée.

Toujours à titre indicatif, nous avons calculé pour le navire de 230 000 tonnes de notre exemple, les frais variables quotidiens sur les trajets Golfe Persique (Mina el Ahmadi) Europe (Le Havre) via Le Cap, et Méditerranée Orientale (Banias) Europe (Le Havre) (voir tableau ci-après).

(1) J. MASSERON, op.cit. p.111.

(2) Une vitesse de 1 noeud correspond à un parcours de 1 mille marin (1 852 m) par heure.

Trajets		Mina el Ahmadi Le Havre	Banias Le Havre	Unités
Distance		11 088	3 073	milles
Durée d'une rotation		65	20	jours
Frais de combustible		720 000	192 000	francs
Frais de port	Le Havre	360 000	360 000	francs
	Port de chargement	25 000	20 000	francs
Coût variable total 1 rotation		1 105 000	572 000	francs
Coût variable moyen		17 000	28 500	f/jour
Coût total de transport quotidien		67 000	78 500	f/jour
Part des coûts variables dans le coût de transport		25	36	%

Nous avons volontairement très peu évoqué l'effet de taille sur le coût de transport du pétrole brut, la taille des navires n'étant pas un facteur déterminant de la répartition des coûts entre coûts fixes et coûts variables. Le lecteur intéressé pourra cependant se reporter au graphique 2 ci-après pour obtenir une estimation des coûts de transport en fonction de la taille des navires, à partir des résultats de l'étude que nous avons conduite pour un 230 000 tonnes. Observons simplement que le tonnage moyen de la flotte pétrolière évolue assez lentement (60 000 tdw en 1970 contre 25 000 tdw en 1960), bien que les dernières unités mises en service en 1969 aient toutes été de la classe des 200 000 tdw.

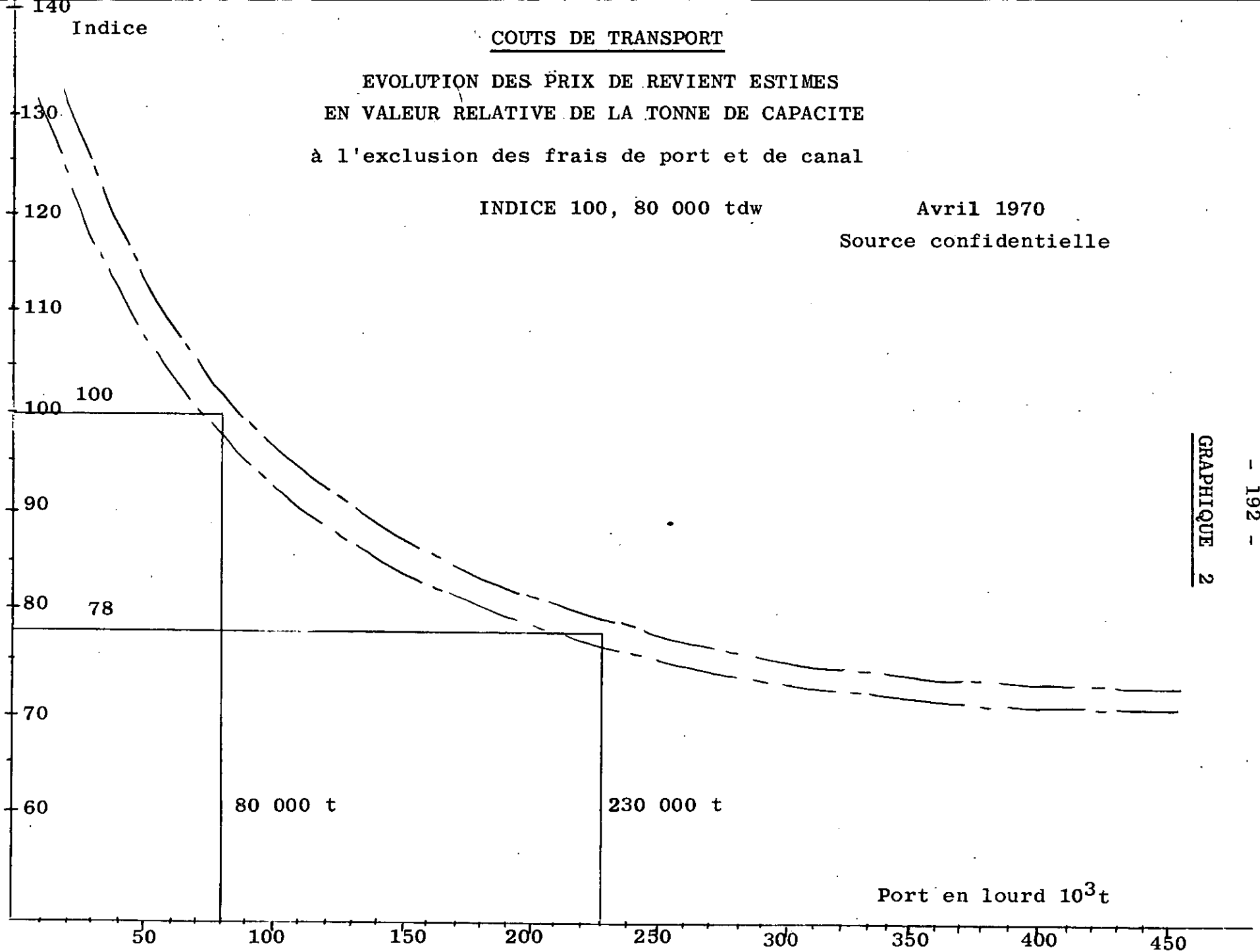
COUTS DE TRANSPORT

EVOLUTION DES PRIX DE REVIENT ESTIMES
EN VALEUR RELATIVE DE LA TONNE DE CAPACITE
à l'exclusion des frais de port et de canal

INDICE 100, 80 000 tdw

Avril 1970

Source confidentielle



GRAPHIQUE 2

Comme nous l'avions déjà noté, la part des coûts fixes dans le coût de transport en flotte propre est prépondérante ; les périodes d'immobilisations et de carénage devront donc être réduites au maximum. Le taux de service des navires pétroliers sera toujours important, le niveau de transport en flotte propre étant calculé de telle sorte qu'à aucune période de l'année, les navires ne restent inutilisés.

Les sociétés pétrolières moduleront leurs approvisionnements en faisant appel aux armateurs indépendants, par l'affrètement au voyage ou en voyages consécutifs de navires ne leur appartenant pas.

B.- L'affrètement des navires pétroliers

Les grandes compagnies pétrolières ne couvrent pas en flotte propre la totalité de leurs besoins de transport à long terme, elles font appel aux armateurs indépendants pour affréter à temps des navires armés ; ce type d'affrètement, encore appelé "time charter", est extrêmement répandu. Le contrat est signé pour une durée importante, de l'ordre de 5 à 15 ans, l'armateur met son navire à la disposition de la société pétrolière contre rémunération, en prenant à sa charge tous les coûts fixes (y compris l'équipage), seules les charges variables (frais de port et de canal, frais de combustible) sont acquittées par l'affrèteur.

Un autre type de contrat à long terme, assez peu utilisé et que nous citerons pour mémoire, est l'affrètement en coque nue, où l'affrèteur prend à sa charge tous les coûts pour la durée du contrat.

Si on ajoute aux capacités de transport en flotte propre les capacités affrêtées à long terme par les sociétés, la part des besoins de transport couverte en permanence est de l'ordre de 85 %.

Les 15 % restants font l'objet d'un affrètement à court terme pour les besoins de transport saisonniers ou pour faire face aux "défis" accidentels. L'affrètement "spot" ou au voyage est négocié pour le transport d'une cargaison entre deux ports désignés, l'armateur prend à sa charge tous les frais.

L'affrètement en voyages consécutifs est en tous points analogue au précédent, mais il est négocié pour plusieurs voyages ; il donne à l'armateur une plus longue garantie d'emploi de ses navires, les tarifs pratiqués sont normalement moins élevés que pour les voyages spot.

a) Les barèmes de cotation

Toutes les transactions entre les sociétés pétrolières et les armateurs indépendants ont lieu par l'intermédiaire de courtiers. Le nombre de relations imaginables sur la planète entre 2 ports est tel que les courtiers ont déterminé une fois pour toutes des barèmes auxquels il est fait référence à chaque négociation.

Avant septembre 1969, deux barèmes étaient utilisés : Le barème Intascale a été créé en 1962 par une association de courtiers britanniques (1) qui a calculé le coût d'exploitation "normal" d'un navire de référence (2) sur la plupart des relations entre les divers ports de chargement et de déchargement du pétrole brut. Les chiffres, publiés en shillings et en dollars, sont appelés taux "flat" ou taux nominal ; le taux véritable de la transaction négocié entre l'armateur et l'affrèteur est exprimé en pourcentage d'écart par rapport au taux flat (flat = Inta 0).

Le barème A.T.R.S. (3) publié par les courtiers américains, était utilisé pour le trafic côtier des Etats-Unis.

Le barème Worldscale, mis en service en septembre 69 a remplacé totalement l'Intascale et l'A.T.R.S. Le nouveau barème est calculé pour un navire de référence inchangé, mais les divers coûts ont été réévalués, ce qui a eu pour effet de diminuer le "flat" ; de plus, le nombre des relations a été augmenté (une centaine d'origines pour les déchargements au

-
- (1) International Tanker Nominal Freight Scale Association
 - (2) Port en lourd 19 500 tonnes, tirant d'eau 30,5' pieds, vitesse moyenne 14 noeuds etc...
 - (3) American Tanker Rate Schedule.

Havre). Le Worldscale est désormais utilisé comme un indice positif, les taux pratiqués sur le marché sont exprimés en pourcentage du flat (flat = Worldscale 100).

Le taux nominal des barèmes est un taux de référence, les prix du marché sont négociés librement, et toutes les semaines une moyenne des cours pratiqués est publiée par les courtiers. Ces publications ne donnent, malgré tout, qu'une vue partielle des tendances du marché, puisque 85 % des navires sont affrétés pour une longue période.

Le besoin d'un indicateur du marché des frêts dans son ensemble est satisfait par l'A.F.R.A. (1), une évaluation du taux de frêt moyen est publiée mensuellement pour 4 classes distinctes :

- tous usages pour les tankers de 16 500 à 24 999 tdw,
- catégorie moyenne pour 25 000 à 44 999 tdw,
- grande catégorie 1 " 45 000 79 999 tdw,
- grande catégorie 2 80 000 160 000 tdw.

b) Les fluctuations des taux du marché du frêt

Les graphiques 3 et 4 indiquent pour la période 1959 1969 les variations du taux de frêt moyen donné par l'A.F.R.A. et du taux du marché spot (Indice Mullion and C°) exprimés en Intascale.

Les taux du marché spot ont une répercussion importante sur le taux de frêt moyen, bien qu'ils ne concernent qu'une faible part du marché du frêt (15 %), la plupart des contrats en "time charter" étant indexés sur la moyenne des taux "spot".

Les fluctuations importantes des taux du marché spot sont dues à la très grande inélasticité de l'offre et de la demande sur le marché des frêts. Les besoins de transport qui se

(1) Average Freight Rate Assesement.

manifestent à un instant donné sont une donnée intangible, ils doivent être satisfaits indépendamment du prix. Du côté de l'offre, la rigidité est tout aussi grande à court terme, les navires mixtes (utilisables pour le transport du grain ou comme pétroliers) ne représentent qu'un faible pourcentage de la flotte pétrolière mondiale et les armateurs ne se décideront à remettre en état très rapidement la flotte désarmée que si les marges sont très attrayantes.

Les plus fortes variations des taux spot ont été constatées dans la période 1950-1952 avec la course vers les tonnages importants (Intascale + 280) et lors de la première crise de Suez en 1956 (Intascale + 280).

Pour la période 1959-1969, le conflit israëlo-arabe de mai 1967 fait passer l'indice Mullion de Intascale -75 (25 mai 1967) à Intascale + 100 (20 juin 1967). Depuis ce conflit, la fermeture du Canal de Suez a contribué à maintenir à un niveau élevé le taux du marché spot.

La hausse récente des taux spot que l'on observe depuis la fin 1969 et qui semble devoir encore durer, est due dans un premier temps au sabotage, puis à la fermeture du "tapline" (1) et aux besoins croissants des Etats-Unis en fuel-oils (importations massives en provenance de l'Europe), puis pour le second semestre 1970 aux erreurs de prévisions de la consommation des hydrocarbures en Europe.

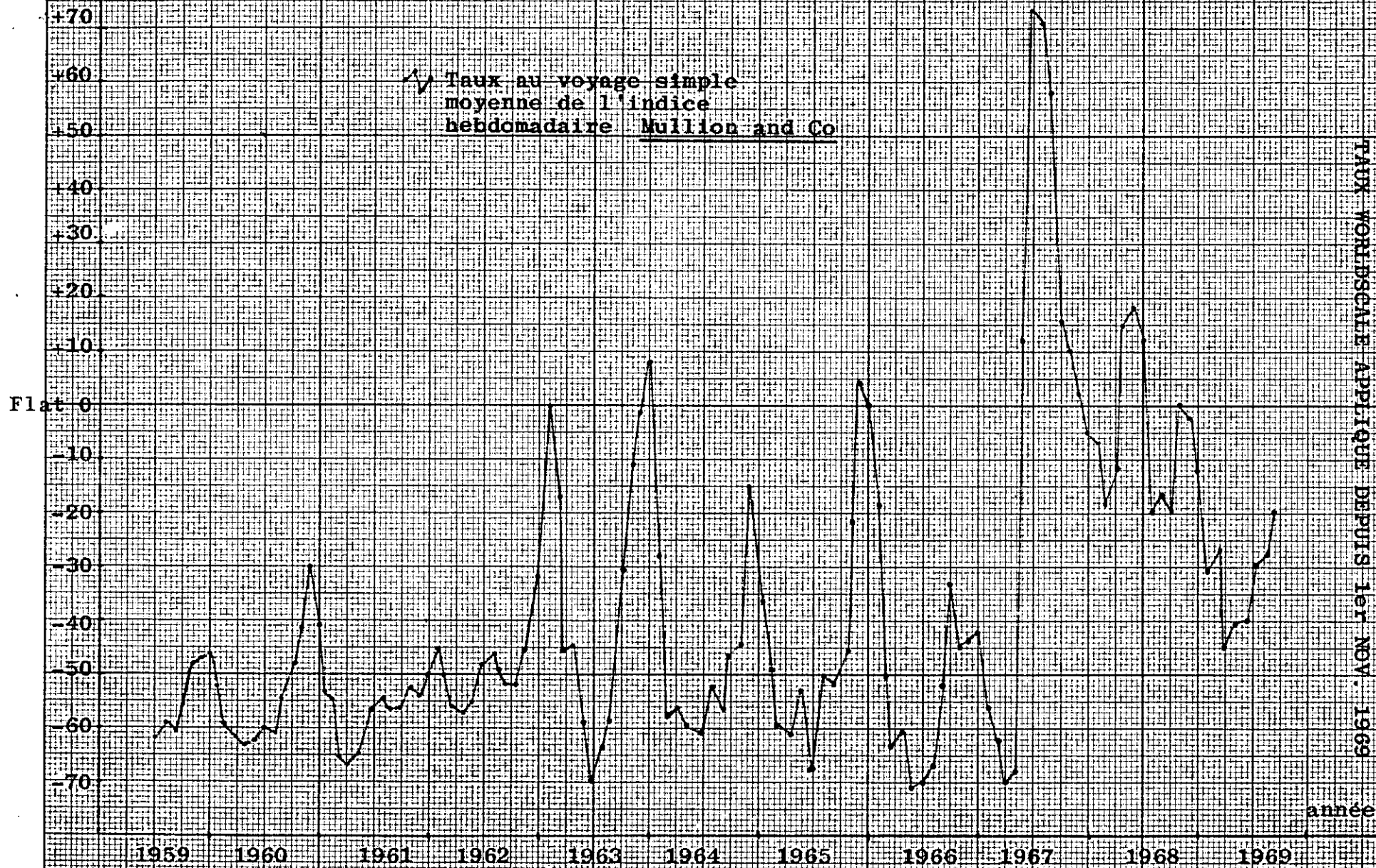
En dehors de toute cause anormale, les fluctuations saisonnières des taux du marché spot sont importantes, en raison de la rigidité des grands courants d'approvisionnement. En 1967, 50 % du trafic pétrolier mondial était destiné aux importations de l'Europe Occidentale (2), les fortes consommations d'hydrocarbures pendant les mois de l'hiver européen se traduisent donc par une variation à la hausse des taux de fret à court terme.

(1) Pipe-line de transport des pétroles bruts du Golfe Persique qui aboutit en Méditerranée Orientale (port de Sidon au Liban) en traversant la Jordanie et la Syrie.

(2) J. CHAPELLE, op.cit. p.63, d'après BP Statistical review of the World Oil Industry.

Intascale

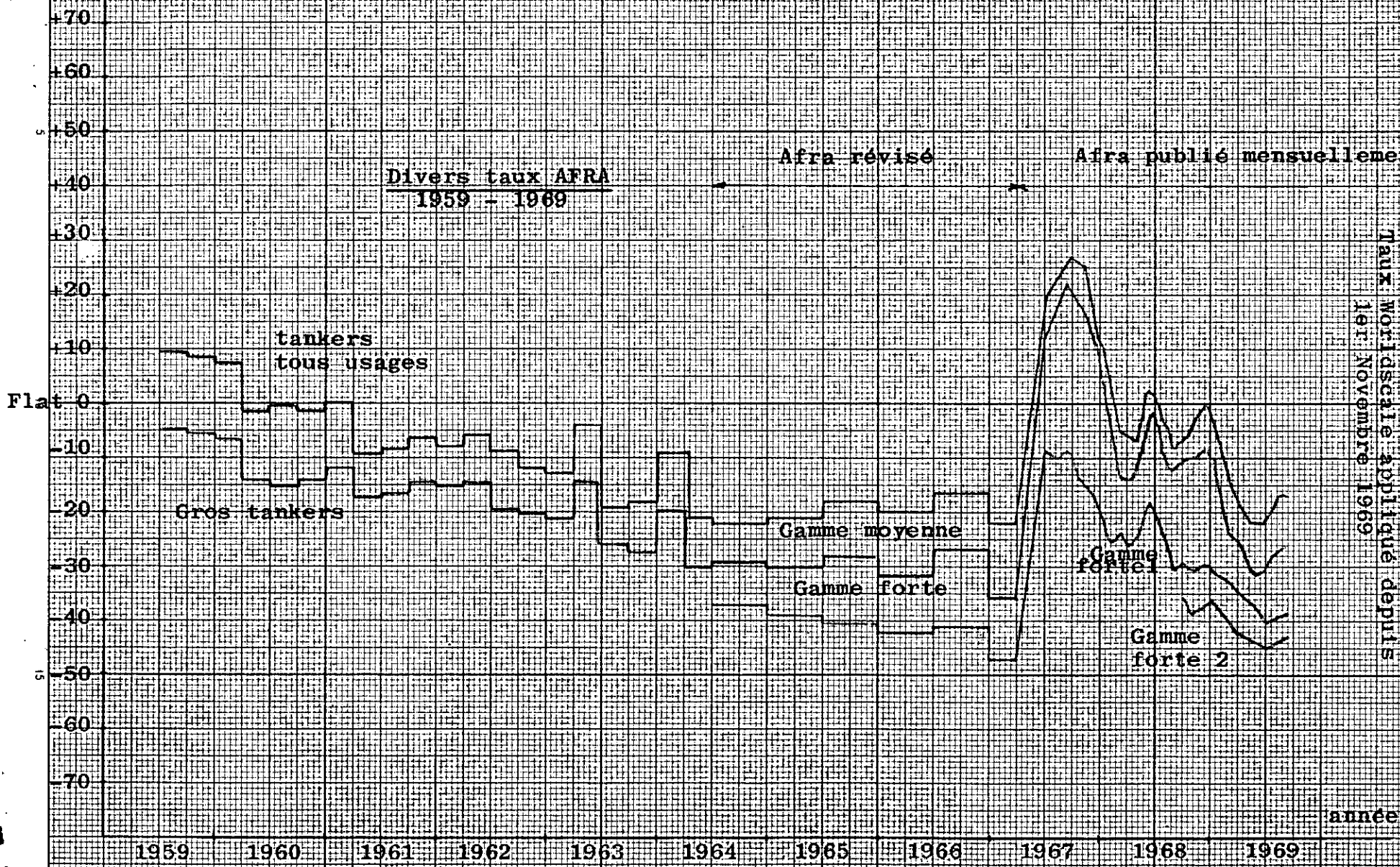
TAUX DE FRET PETROLIER



TAUX WORLDSCALE APPLIQUE DEPUIS 1er NOV. 1969

Intrascale

TAUX DE FRET PETROLIER



Taux Worldscale appliqué depuis
1er Novembre 1969

D.B.M.

III - UNE METHODE EMPIRIQUE SIMPLE POUR LA DETERMINATION DU
COUT DE MODULATION SUR BRUT

Par coût de modulation sur brut nous entendrons l'ensemble des coûts qui sont dus au fait que les quantités globales de pétrole brut traité par les raffineries sont différentes d'une période à l'autre. Nous avons vu précédemment que le coût de modulation se ramenait très simplement à la somme du coût des stockages et du coût des transports du pétrole brut. Notre problème étant, rappelons-le, celui de la détermination d'une politique intégrée, nous aurons à comparer le coût de modulation aux autres coûts variables avec les politiques ; la composante coût fixe à court terme n'est pas déterminante et nous pourrons, le plus souvent, ne pas en tenir compte.

C'est ainsi que pour le transport du pétrole brut, la composante variable avec les politiques à court terme correspond à l'affrètement spot ou en voyages consécutifs des navires loués à des armateurs indépendants ; la composante fixe étant, bien évidemment, le niveau de transport en flotte propre, compte-tenu des longs délais d'étude et de livraison des tankers.

Une incertitude demeure pour l'affrètement à temps (time-charter) comptabilisé normalement dans le niveau de transport à long terme, puisque les contrats de ce type sont normalement négociés pour une durée de 5 à 15 années.

Dans un premier temps, et pour ajouter à la clarté de cet exposé, nous supposerons en effet que le niveau de transport correspondant aux capacités de transport en time charter est invariant dans le court terme. Nous serons ainsi amenés à analyser le mécanisme de la constitution des stocks de brut et celui du recours au marché spot.

Cette hypothèse sera ensuite écartée parce qu'en fait, les contrats en time charter qui engagent les parties pour une longue période peuvent être négociés très rapidement et prendre effet dans la courte période. A l'inverse, et compte-tenu de la part importante de ce type d'affrètement dans le transport du pétrole, des contrats viennent à échéance dans la courte période et peuvent ne pas être renouvelés.



Il est donc possible de faire varier dans la courte période le niveau correspondant à la part des besoins de transport à long terme. La recherche du niveau optimal de transport en time charter, dans un certain intervalle de variation qu'il conviendra de déterminer pour chaque cas particulier, nous conduira au calcul du coût de modulation sur brut, minimum, associé à chaque politique.

A.- La constitution des stocks de brut

Il convient tout d'abord d'examiner le contexte général dans lequel s'insère la modulation du pétrole brut ; nous utiliserons quelques définitions qui feront l'objet de développements plus approfondis dans notre seconde partie.

Une politique au niveau de la chaîne pétrolière sera caractérisée par la matrice $\| q_{ij} \|$

q_{ij} = quantité de produit i , produite pendant la période j .

On associe à chaque période le vecteur de décision

$$q_j = \begin{vmatrix} q_{1j} \\ \vdots \\ q_{mj} \end{vmatrix}$$

pour lequel la résolution d'un programme linéaire de raffinage (1) conduit à la détermination des quantités globales de brut traité à la période j , Q_j .

En résumé, à toute politique $\| q_{ij} \|$ correspond le vecteur $Q = | Q_1 \dots Q_n |$ des quantités de pétrole brut traité par les raffineries.

(1) Chapitre I, Seconde Partie

On appellera L_0 , les quantités mensuelles de pétrole brut qui peuvent être approvisionnées par flotte propre ou en time charter.

En pratique, le calcul de L_0 doit tenir compte des capacités de transport sur chaque liaison, de la durée des rotations et des périodes de carénage des navires. Remarquons à ce propos, que L_0 est, la plupart du temps, variable d'une période à l'autre suivant le choix qui est fait des époques de carénage, et des cocktails de brut traités (la durée des rotations est variable avec chaque liaison). Dans le but de simplifier l'exposé, nous supposerons que L_0 est constant ; le cas où L_0 serait différent d'une période à l'autre ne modifiant en rien le raisonnement que nous tiendrons. C'est là, de toute façon, un problème classique de gestion d'une flotte pétrolière, les sociétés utilisent des méthodes et des programmes exploitables par les ordinateurs ; nous supposerons donc L_0 connu.

Pour ce qui est de la régulation des approvisionnements par les stockages de brut, nous appellerons C, les capacités de stockage disponibles au moment de l'analyse. Les stocks de régulation devant s'insérer dans la marge qui peut exister entre les capacités disponibles, d'une part, et le niveau minimum des stocks compatible avec le fonctionnement de la chaîne pétrolière (stocks techniques) et avec la réglementation (stocks légaux), d'autre part.

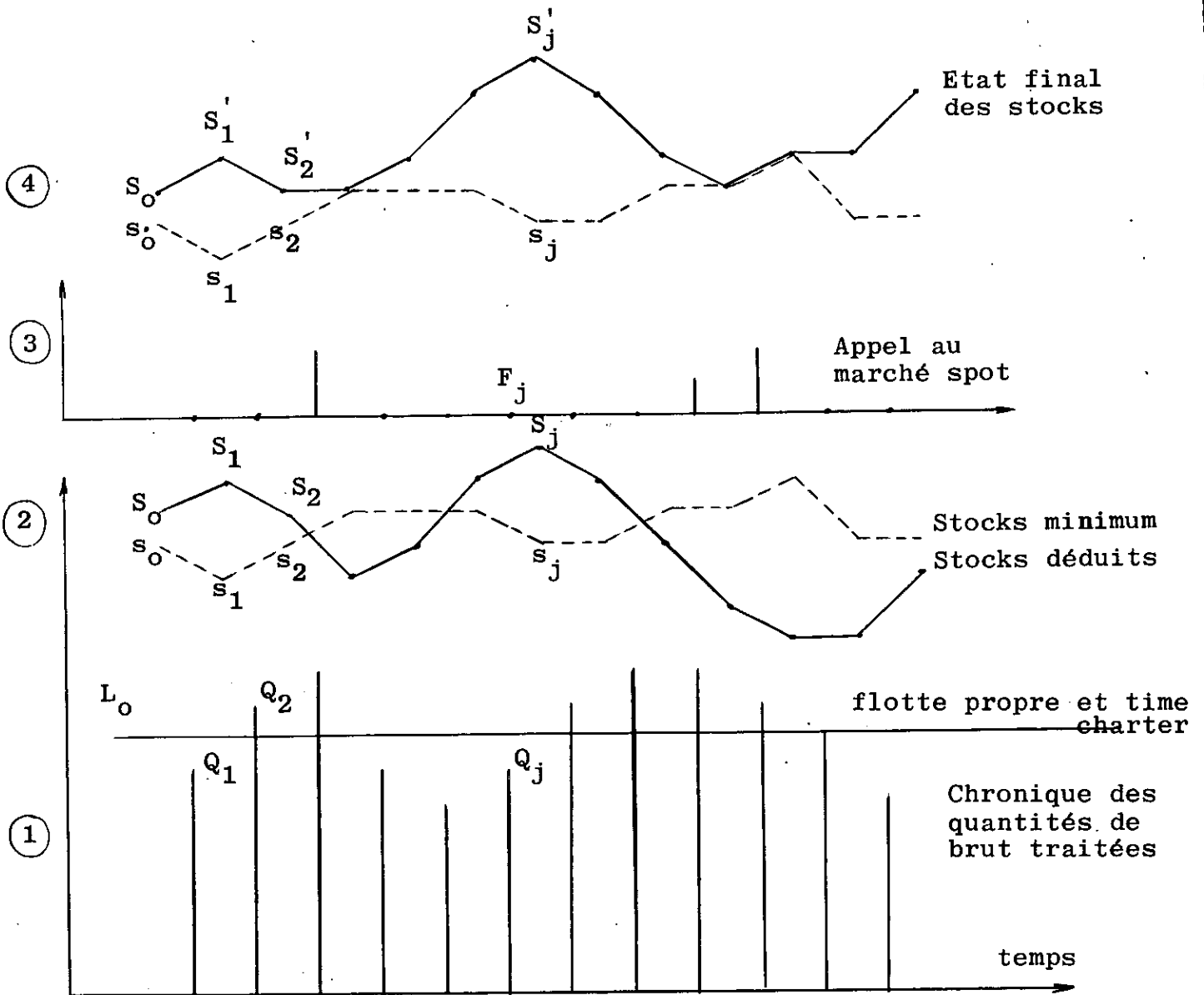
Bien que l'on puisse considérer que les stocks techniques sont sensiblement constants dans la courte période, les stocks légaux peuvent être extrêmement variables d'un mois à l'autre par le jeu de la substitution en brut des produits finis. Nous n'avons donc pas intérêt à décomposer les stocks par nature dans cette étude, aussi bien d'ailleurs que dans notre modèle intégré. Le coût des stockages sera calculé à partir du niveau global des stocks mensuels de brut.

Le graphique 5 introductif au calcul plus élaboré du coût de modulation sur brut, a pour but d'expliquer le mécanisme de la constitution des stocks et, le cas échéant, celui de l'appel au marché spot ; il doit être lu de bas en haut.

Aux repères 1 et 2, on déduit à partir de la chronique représentative du vecteur des quantités de brut traité Q, les stocks constitués à partir du seul transport à long terme L_0 (flotte propre + time charter).

GRAPHIQUE 5

CONSTITUTION DE STOCK DE BRUT



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

L_0 niveau mensuel des quantités de brut transportées en flotte propre et time charter

S_0 stock de brut initial

Q_j quantité mensuelle de brut traité en raffinerie

s_j état des stocks mensuel minimum

S_j état des stocks déduits

F_j transport mensuel de brut en spot

S'_j état final des stocks

Le stock ainsi déduit S_j , est tel que :

$$S_j = S_0 + \sum_{\alpha=1}^j (L_0 - Q_{\alpha})$$

S_0 = stock initial.

Sur ce graphique, nous avons représenté une courbe fictive de l'état des stocks minimum, s_j , qui correspond pour chaque période au maximum du stock légal ou du stock qui doit être maintenu en brut au titre de la substitution des stocks de produits finis. Nous montrerons, plus avant (1) comment les stocks qui doivent être constitués en vue de la modulation sont déterminés pour chaque politique $\{q_{ij}\}$

Au repère 3, il est fait appel à l'affrètement spot de navires pour le transport d'appoint, dès que l'état des stocks du repère 2 ne satisfait plus la contrainte minimale. On remarquera d'ailleurs que dans notre exemple, il est fait appel au spot dans les périodes où les besoins en brut des raffineries sont les plus importants, ce qui correspond bien à la notion de transport de pointe ou de défi accidentel souvent évoquée lorsque l'on parle de l'affrètement spot.

Au repère 4, la courbe de l'état des stocks "redressée" par le spot satisfait les contraintes minimales.

Dans le cas où l'état des stocks d'une quelconque période dépasserait le niveau C des capacités de stockage disponibles, il faudrait conclure :

- soit que le niveau de transport à long terme est trop important et qu'il conviendrait de le diminuer,
- soit que la politique $\{q_{ij}\}$ n'appartient pas au domaine des solutions possibles.

(1) Chapitre III, Seconde Partie.

B.- Le coût de modulation sur brut

La méthode que nous venons d'exposer permet de déterminer à partir de la chronique Q des quantités de brut traitées et du niveau de transport en flotte propre et en time charter L_0 , pour chaque période j :

- l'état des stocks de brut S_j d'une part,
- et les quantités de brut approvisionnées en spot F_j , d'autre part,

Soit :

- C_1 le coût mensuel de transport à long terme,
- C_2 le coût variable mensuel des stockages de brut,
- C_{3j} le prix du marché spot prévisionnel de la période j, ramené à la tonne de brut transportée.

Le coût de modulation sur brut, f, est alors :

$$f = n \cdot L_0 \cdot C_1 + C_2 \sum_{j=1}^n S'_j + \sum_{j=1}^n C_{3j} \cdot F_j$$

$$\text{avec } S'_j = S_0 + \sum_{\alpha=1}^j (L_0 + F_\alpha - Q_\alpha)$$

$$F_j = \left[s_j - S_j \right] \delta (S_j - s_j)$$

$$\delta : \text{symbole de Kroneker } \delta(X) = \begin{cases} 1 & \text{si } X \geq 0 \\ 0 & \text{si non} \end{cases}$$

Devant la complexité et la lourdeur d'une telle formulation, nous ne pousserons pas plus loin la formalisation du coût de modulation sur brut, qui d'ailleurs n'apporterait rien à la méthode. Il suffit de remarquer que l'expression du coût de modulation en fonction de L_0 n'est ni dérivable ni continue.

La valeur de L_0 qui minimise f ne peut donc pas être obtenue en utilisant une méthode analytique.

Le calcul de f sera effectué pour plusieurs valeurs distinctes de L_0 , une méthode énumérative est d'ailleurs préférable, en dehors de toutes considérations mathématiques, dans la mesure où le niveau de transport en time charter L_0 est lié à la capacité unitaire des navires affrétés.

Pour réduire les temps de calcul en machine, on pourra d'ailleurs choisir une méthode itérative à convergence rapide, dans l'hypothèse où les variations admissibles de L_0 autour de son niveau d'origine sont de faible amplitude, et dans la mesure où la fonction économique $f(L_0)$ est peu perturbée.

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

J. CHAPELLE

Géographie économique du Pétrole, tome 1, Technip, 1968

P. LANGE

Economie des transports maritimes pétroliers, Thèse, Université de Paris, décembre 1968.

J. MASSERON

L'économie des hydrocarbures, Editions Technip, 1969

Articles et Documents

M. GRENON

"Pétroliers géants et supergéants", Science Progrès Découverte, juin 1970

A. LASCAUD

"Raffinage et transport", L'Industrie du Pétrole, Avril 1963

M. MURPHY

"Aperçus sur la gestion de la flotte d'un groupe pétrolier intégré", Transport février 1968

W. L. NELSON

"Tanker transportation costs", Oil and Gas Journal, juin 1968

Documents statistiques, C.P.D.P. 1969 et Direction des Carburants.

SECONDE PARTIE

METHODE SEQUENTIELLE DE
GESTION DES STOCKS

SECONDE PARTIE

Chapitre I

PRIX DE CESSION INTERNE
ET COUTS MARGINAUX
DE LA PRODUCTION EN RAFFINERIE

P L A N

I - PRIX DE CESSION INTERNE AU COUT MARGINAL

- A.- Rappel de la théorie classique
- B.- Optimum de gestion décentralisée

II - APPROCHE DES COUTS MARGINAUX DE LA PRODUCTION

- A.- Les plans de raffinage
 - B.- Formalisation générale d'un problème linéaire
 - C.- Méthode du simplexe
 - D.- Le problème dual - interprétation économique
-

Le lecteur aura mesuré avec nous la complexité et la variété des problèmes posés par le stockage des hydrocarbures. La répercussion en chaîne des décisions qui pourront être prises à chaque niveau du processus de fabrication est, en effet, un aspect fondamental du problème qui nous a été soumis. La présentation et les études économiques qui ont fait l'objet de notre première partie, nous serviront de référence pour le choix d'un modèle d'entreprise adapté à la recherche d'une politique de stockage et de production optimale.

Le problème de la régulation exposé au chapitre IV (première partie) nous a montré, sans références aux coûts de raffinage, que la modulation en raffinerie était possible dans une large mesure.

Le problème de la recherche des coûts de fabrication dans le domaine de la production des produits liés est en général d'une grande complexité. Dans l'industrie du raffinage cependant, les plans de raffinage sont le plus souvent déterminés à partir de la résolution d'un modèle linéaire primal, dont le dual donne à l'optimum, pour chaque produit, la valeur du coût variable moyen de production égal au coût marginal.

Nous donnerons dans ce chapitre les principales définitions et quelques rudiments de programmation linéaire appliquée à la recherche des plans de raffinage optimaux. En préambule, nous avons présenté un essai de justification théorique du choix des coûts marginaux comme prix d'ordre ou prix de cession interne de la fonction raffinage à la fonction stockage des produits finis.

Pour le lecteur familiarisé avec les problèmes, maintenant classiques, de programmation linéaire dans l'industrie du raffinage, le lecture de ce chapitre n'est pas indispensable à la bonne compréhension du modèle dynamique de gestion des stocks exposé au chapitre III de cette seconde partie ; il lui suffira de retenir que les "coûts de raffinage des produits", dans notre étude, sont des coûts marginaux obtenus par la résolution d'un programme linéaire de raffinage.

I - PRIX DE CESSION INTERNE AU COUT MARGINAL

Nous avons remarqué en introduction générale que les sociétés pétrolières ont atteint un grand degré de concentration et d'intégration verticale, de la production des bruts à la distribution des produits finis. Cependant, les diverses activités sont nettement différenciées par leur nature et leur implantation géographique, à chaque étape du processus de fabrication ; il importe donc aux dirigeants de mesurer la rentabilité de chaque activité, l'influence du progrès technique et la productivité des facteurs de production.

Les méthodes modernes de comptabilité analytique souvent associées au contrôle budgétaire ont permis de donner aux divisions, secteurs d'activité ou cellules des entreprises l'autonomie financière et de gestion.

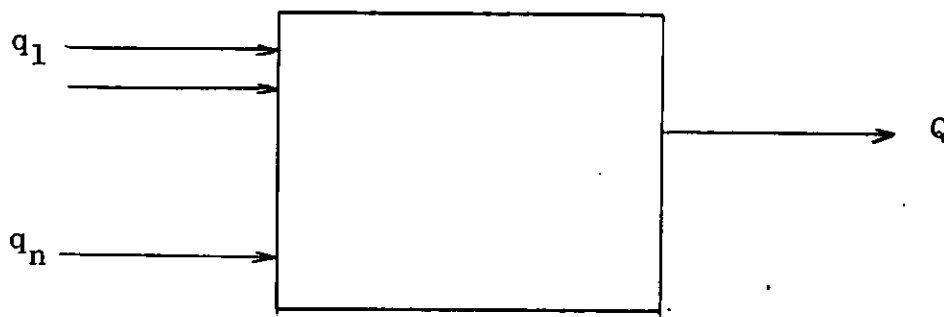
La fixation des prix d'ordre ou prix de cession interne des biens et des services est souvent sans rapport avec les prix de revient comptables, en raison de la ventilation arbitraire de certains postes entre les différentes unités (amortissements et frais généraux par exemple). Par ailleurs, il se trouve fréquemment que le prix de cession de B à A est différent du prix d'achat de A à B, dans la mesure où il existe un compte "tampon" encore appelé compte d'imputation rationnelle. En tout état de cause, les prix d'ordre sont négociés au plus haut niveau, en fonction des objectifs de l'entreprise et de leur nécessaire stabilité dans le temps, leur arbitraire est donc très grand.

Les prix d'ordre réellement pratiqués par les entreprises sont donc, en général, dépourvus de toute signification économique. Quel est alors le système de prix de cession qui permet la détermination de l'optimum de gestion d'une activité de l'entreprise ?

Nous montrerons, à partir d'un cas théorique simplifié, que le prix de cession au coût marginal correspond à un optimum de gestion décentralisée.

A.- Rappel de la théorie classique

Imaginons une entreprise produisant un seul bien à partir de plusieurs facteurs de production différents.



Q : quantité de produit ou "output",
q_i : quantité de facteur i ou "input".

Si l'entreprise est bien gérée, c'est-à-dire s'il n'y a pas gaspillage des facteurs de production, il existe une dépendance entre la production Q et les quantités de facteur utilisées q_i :

$$Q = Q (q_1 \dots q_n)$$

Pour un état donné des techniques, cette relation existe nécessairement, bien qu'il soit souvent difficile, sinon impossible, de la formaliser. Dans la pratique, on appréhende la fonction de production par sa différentielle :

$$(1) \quad dQ = \frac{\partial Q}{\partial q_1} dq_1 + \dots + \frac{\partial Q}{\partial q_n} dq_n$$

Définitions

1. On appelle élasticité, le rapport des variations relatives des quantités de produit à celles d'un facteur de production déterminé (les autres facteurs restant inchangés)

$$(II) \quad \lambda_i = \frac{\partial Q}{\partial q_i} \times \frac{q_i}{Q}$$

2. Le degré d'homogénéité h est égal à la somme de toutes les élasticités

$$(III) \quad h = \sum_i \lambda_i$$

Lorsque $h > 1$, le processus de fabrication est à rendement croissant ; dans le cas contraire, il est à rendement décroissant.

Relations

1. On établit aisément à partir de (I) et (II) la relation suivante :

$$(IV) \quad \frac{dQ}{Q} = \sum_i \lambda_i \times \frac{dq_i}{q_i}$$

2. Supposons maintenant que l'entreprise ait à produire une quantité Q_0 donnée de produit, et que les prix unitaires des facteurs p_i soient constants. Le problème qui se pose alors est de minimiser les dépenses :

$$D = \sum_i p_i q_i \text{ minimum}$$

sous la contrainte :

$$Q_0 = Q (q_1 \dots \dots q_n)$$

On obtient par la méthode du multiplicateur de LAGRANGE les conditions à l'optimum ; toutes les dérivées partielles de l'équation auxiliaire sont nulles.

$$M = D - \lambda (Q - Q_0) \quad \text{équation auxiliaire}$$

λ paramètre de LAGRANGE,
et, par dérivation,

$$p_i - \lambda \frac{\partial Q}{\partial q_i} = 0$$

soit encore :

$$(V) \quad \lambda = \frac{p_i}{\frac{\partial Q}{\partial q_i}}$$

On vérifie que λ est précisément le coût marginal de la production C_m .

$$C_m = \frac{dD}{dQ}$$

En effet, si l'un quelconque des facteurs de production augmente de dq (tous les autres facteurs restant constants), le coût unitaire de l'accroissement de production dQ (ou coût marginal) est égal à λ .

$$dQ = \frac{\partial Q}{\partial q_i} dq_i \quad (\text{à partir de (I)})$$

et

$$C_m = \frac{dD}{dQ} = \frac{p_i dq_i}{dQ} = \frac{p_i}{\frac{\partial Q}{\partial q_i}} = \lambda$$

En définitive, à partir de l'expression des élasticités (II) et des conditions à l'optimum (V), on arrive à l'ensemble des relations suivantes pour $i = 1, n$.

(VI)

$$\frac{p_i q_i}{\lambda_i} = C_m Q$$

- p_i : prix du facteur i
 q_i : quantité de facteur i
 λ_i : élasticité
 C_m : coût marginal de la production
 Q : quantité de produit.

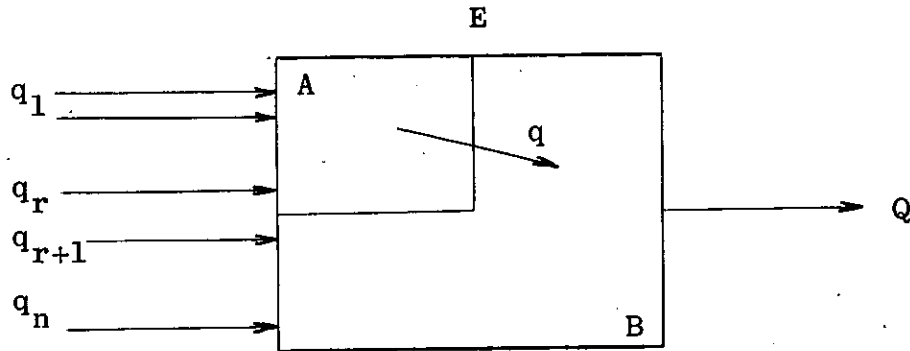
Ces quelques résultats classiques de l'analyse économique, et en particulier le dernier, vont nous permettre d'étudier l'optimum de gestion dans le cas où la gestion est décentralisée.

B.- Optimum de gestion décentralisée

Soient A et B, deux secteurs d'activité de l'entreprise E (par exemple : A = fonction raffinage, B = fonction stockage-distribution).

Nous ferons l'hypothèse que les échanges entre A et B ne portent que sur un seul produit, le cas des productions et échanges multiples, très complexe, ne sera pas étudié ici ; le lecteur intéressé pourra se reporter utilement à l'ouvrage de J.DESROUSSEAUX (1).

(1) J.DESROUSSEAUX, l'Evolution économique et le comportement industriel, Dunod, Paris 1966, p.41 et suivantes.



Soit \bar{c} , le coût marginal de la production du bien intermédiaire et λ'_i , l'élasticité des facteurs de production pour l'activité A ($i = 1, r$). Les résultats précédents (II) et (VI) nous permettent d'écrire :

$$\lambda'_i = \frac{\partial \bar{q}}{\partial q_i} \cdot \frac{q_i}{\bar{q}}$$

et

$$(VII) \quad \frac{p_i q_i}{\lambda'_i} = \bar{c} \bar{q}$$

Soit $\bar{\lambda}$, l'élasticité du bien intermédiaire,

$$\bar{\lambda} = \frac{\partial Q}{\partial \bar{q}} \cdot \frac{\bar{q}}{Q}$$

on montre que l'élasticité globale de la production est égale au produit des élasticités partielles.

$$(VIII) \quad \bar{\lambda} \cdot \lambda'_i = \lambda_i$$

Dans ces conditions, la relation (VII) devient :

$$(IX) \quad \frac{p_i q_i}{\lambda_i} = \bar{c} \frac{\bar{q}}{\bar{\lambda}} \quad i = 1, r$$

Soit \bar{p} , le prix du bien intermédiaire pour l'activité B. Pour elle, le bien intermédiaire est un facteur de production comme les autres et l'on peut écrire, en utilisant la relation (VI) :

$$(X) \quad \frac{p_i q_i}{\lambda_i} = \bar{p} \frac{\bar{q}}{\lambda} \quad i = r, n$$

Globalement, pour l'entreprise E, à l'optimum tous les $\frac{p_i q_i}{\lambda_i}$ sont égaux ($i = 1, n$).

En comparant (IX) et (X), il vient :

$$\bar{p} = \bar{c}$$

Le prix d'achat du bien intermédiaire doit être égal au coût marginal de la production.

Dans la pratique, et pour la plupart des secteurs d'activité, cet optimum marginaliste est difficile à appréhender, en raison des difficultés que présente le calcul des coûts marginaux. Pour l'industrie pétrolière, la complexité du processus de fabrication des produits finis et le nombre des choix possibles sont tels que les plans de raffinage sont déterminés à partir de la résolution d'un programme linéaire qui donne par dualité les coûts marginaux de la production des différents produits.

Il nous sera alors permis d'accorder la théorie à la pratique ; les prix des produits au sortir des unités de raffinage seront égaux aux coûts marginaux de la production.

II - APPROCHE DES COÛTS MARGINAUX DE LA PRODUCTION PAR LA PROGRAMMATION LINÉAIRE

On peut dire sans risque de se tromper que, pratiquement, toutes les sociétés de raffinage utilisent à l'heure actuelle la programmation linéaire (1) pour déterminer les plans de raffinage à court terme, en minimisant les coûts variables dans le domaine des solutions possibles.

A.- Les plans de raffinage

Rappelons que les variations observées, de rendement en produit, résultent du choix :

- des pétroles bruts traités d'une part,
- des unités utilisées et de leur réglage d'autre part.

La modulation sur les quantités globales de produits, dans la limite des capacités maximales de production, se répercute sur le facteur de service des raffineries. A ce propos, nous avons constaté que l'incidence du facteur de service sur les coûts de production était très forte, en raison de la part importante des coûts fixes dans l'ensemble des coûts de raffinage. A la limite, certaines sociétés trouvent avantage à sous-dimensionner leurs capacités de traitement et à acheter des produits finis à leurs confrères (ou à sous-traiter le raffinage de certains bruts : accords dits de processing) lorsque la demande est la plus forte.

(1) Les deux expressions "programme linéaire" et "programmation linéaire" sont maintenant d'un usage courant ; elles désignent les diverses méthodes mathématiques utilisées pour résoudre le problème mathématique qui sera exposé plus loin (traduction de l'anglais "linear programming").

C'est là un problème d'investissement qui dépasse le cadre de notre analyse, puisque nous nous sommes fixé comme objectif la détermination d'une politique de gestion optimale à court terme (équipements constants).

Cependant, les échanges et la possibilité d'importer ou d'exporter au niveau des raffineries certains contingents de produits finis, augmentent encore le domaine des combinaisons possibles, qui conduisent pour une période donnée à une certaine structure et à un certain niveau de la production.

La figure 1 ci-après illustre de façon schématique le processus de fabrication des trois familles de produits : essences, gas-oil et fuels, à partir d'une raffinerie type utilisant une unité de distillation atmosphérique, un réformant des essences et un cracking des fuels.

- L'unité de distillation de capacité donnée C_1 , sépare le brut en trois fractions élémentaires suivant les proportions $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ connues pour chaque type de pétrole brut.

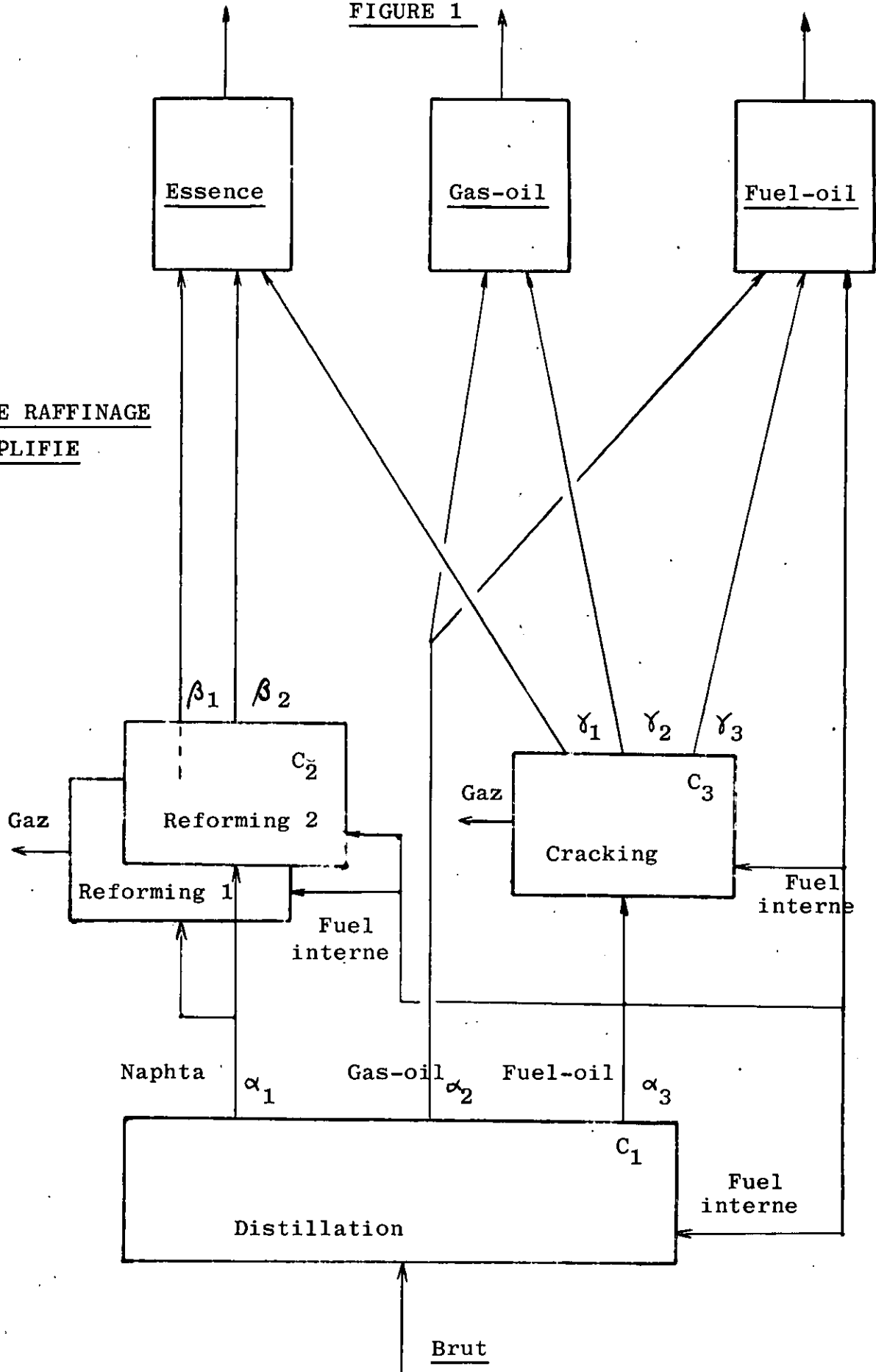
- Les essences sont traitées par une unité de réformant de capacité C_2 que l'on peut par exemple faire fonctionner à deux sévérités distinctes. Les rendements en bases essences diminuent lorsque la sévérité du traitement augmente, soit β_1 pour la sévérité 1, et β_2 pour la sévérité 2 ; la qualité des bases essences produites, dont la caractéristique principale est le N.O.R. (1), diminue lorsque le rendement est important.

- Le résidu de distillation peut être, soit utilisé directement comme base pour le fuel-oil, soit traité par l'unité de cracking de capacité C_3 qui donne des bases essences, gas-oil et fuel-oil suivant les rendements respectifs connus $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$.

(1) N.O.R. = Nombre d'Octane Research

FIGURE 1

SCHEMA DE RAFFINAGE
SIMPLIFIE



La formalisation de ce modèle très simplifié conduit à un certain nombre de relations linéaires (par nature ou par artifice) que l'on retrouve dans les cas réels.

Les variables du problème sont en général les quantités de produit entrant dans les différentes unités - les quantités de pétrole brut traitées pour l'unité de distillation, les bases de produit pour les autres unités - l'objectif étant de satisfaire la production de certaines quantités données de produits finis.

Les équations de capacité

Aux inégalités qui expriment les contraintes (maximales) de capacité de traitement des unités, on peut ajouter les inégalités qui donnent les disponibilités (maximales et minimales) en pétrole brut.

Les bilans matière

Pour chaque unité de traitement on écrit que la somme massique des produits entrants est égale à celle des produits sortants.

L'écriture de ces relations, en apparence très simple, se complique considérablement lorsque les rendements en produit sont variables.

- Pour les unités de distillation, les rendements minimaux et maximaux en produit sont définis pour chaque type de brut à partir de leur distillation ASTM ou TBP (1). Il existe en effet une certaine souplesse dans le choix des coupes, mais tous les rendements théoriques ne sont pas compatibles puisque les produits sont liés (une augmentation relative de la production des essences se fait au détriment de la production du gas-oil, par exemple).

(1) P. WUITHIER, Le pétrole - Raffinage et Génie chimique, Tome I, Editions Technip, p.7 et 57.

- Pour les autres unités de traitement, on peut associer à chaque sévérité une structure donnée de la production. Une sévérité correspond à un état physico-chimique (température de la réaction, quantité de catalyseur...) susceptible de varier dans un large domaine. En pratique, on ne considère qu'un nombre fini de sévérités possibles qui constituent, au niveau du modèle linéaire de raffinage, autant d'unités distinctes.

Les équations de spécification

Les spécifications réglementaires des produits finis sont nombreuses et souvent très contraignantes (nombre d'octane, tension de vapeur, viscosité, teneur en soufre etc..) Les équations de spécification sont de deux types :

- Celles qui résultent du traitement des bases par les unités. Lorsque la sévérité du traitement est variable, on procède de la même façon que pour les bilans matières, soit en envisageant plusieurs sévérités distinctes, soit en linéarisant les spécifications dans un certain intervalle de variation des rendements.

- Celles qui résultent du mélange des bases produites. Pour ces dernières, lorsque la spécification suit la loi des mélanges (teneur en soufre par exemple), le problème est directement linéaire. On écrit :

$$v = \frac{\sum_i v_i c_i}{\sum_i c_i}$$

c_i : quantité de base i , dont la caractéristique est v_i ,
 v : caractéristique du mélange.

Si la spécification s'exprime par une contrainte maximale :

$$v \leq S \text{ max}$$

il vient :

$$\sum_i (v_i - S \text{ max}) c_i \leq 0$$

La viscosité du gas-oil et des fuels, le nombre d'octane des essences, ne suivent pas la loi des mélanges ; on utilise alors une relation linéaire équivalente (les v_i

ne correspondent plus à des caractéristiques, mais sont des coefficients de pondération). Cette méthode est plus connue sous le nom de "méthode des mélanges" (1).

Les équations de demande

Elles traduisent la balance de production suivante :

Production	-	Consommation interne	+	Déficit ou importation	-	Excédents ou exportation	=	Demande
------------	---	-------------------------	---	------------------------------	---	--------------------------------	---	---------

La demande n'est pas celle qui s'adresse directement à la raffinerie, elle doit être corrigée, pour chaque produit, de la variation des stocks. Comme nous l'avons déjà signalé, les échanges inter-raffineries ou les accords de processing sont très développés ; ils se traduisent par des variables d'importation ou d'exportation. La consommation interne correspond essentiellement aux besoins de combustible.

Bilan de chauffe

Les fours des raffineries sont en général équipés pour brûler des gaz, de l'essence légère et du fuel lourd. La consommation est variable avec la sévérité du traitement, mais pour une sévérité donnée elle est proportionnelle à la charge.

La fonction économique

La fonction économique est à "coût minimal" lorsque l'objectif de production est une donnée du problème. Dans le cas beaucoup moins fréquent où l'objectif de production n'est pas fixé, la fonction économique pourra être à "bénéfice maximal".

(1) P. WUITHIER, op.cit. p.67-125

La fonction économique à coût minimal incorpore le plus souvent :

- le prix F.O.B. des pétroles bruts,
- les coûts du fret,
- les frais de pipe éventuellement,
- les frais variables de traitement,
- le coût des importations,
- les recettes provenant des excédents, comptées négativement.

En général, il est donc possible d'exprimer la fonction économique directement sous la forme linéaire. On démontre alors que dans le domaine des solutions possibles, il existe au moins une solution optimale.

B.- Formalisation générale d'un problème linéaire

Nous retiendrons de l'analyse précédente que la recherche d'un plan de raffinage s'intègre à la classe des problèmes de recherche d'optimum sous contraintes. Les contraintes s'expriment, comme nous l'avons vu, par des inégalités (production au moins égale à l'objectif, consommation de brut au plus égale aux capacités de traitement des unités etc...) ; elles sont toutes directement ou par artifice de type linéaire.

$$\sum_i a_{ij} x_i (\leq = \geq) b_j$$

x_i les variables, a_{ij} coefficients, b_j second nombre.

Les variables sont des niveaux d'activité, ou plus précisément des quantités de matière entrant dans les différentes unités ; elles peuvent varier d'une manière continue dans le domaine satisfaisant aux contraintes ; de plus, elles ne peuvent pas être négatives.

$$x_i \geq 0 \quad i = 1, n$$

Les coûts unitaires ou profits unitaires c_i sont liés à chaque activité ; le problème qui se pose alors est de minimiser ou maximiser la forme linéaire :

$$\sum_i c_i x_i$$

Ce problème peut s'écrire d'une façon plus condensée si on utilise les notations du calcul matriciel

$$\begin{array}{l} \text{opt } C.X \\ \text{dans } \left\{ \begin{array}{l} A.X (\leq) B \\ X \geq 0 \end{array} \right. \end{array}$$

$A = \| a_{ij} \|$ Matrice des coefficients

$X =$ vecteur colonne des x_i

$B =$ vecteur colonne des b_j

$C =$ vecteur ligne des c_i

Transformation du problème

Nous supposons que tous les b_j sont positifs ; s'il en était différemment, on transformerait le sens des inégalités et les coefficients correspondants de la matrice A .

Le domaine défini précédemment est obtenu à partir d'équations et d'inégalités de sens contraire. On observe qu'il est toujours plus facile de travailler avec des égalités ; pour ce faire, on introduit autant de variables supplémentaires, dites variables d'écart, qu'il existe d'inégalités et on écrit :

$$\sum_i a_{ij} x_i - x_{n+j} = b_j \quad \text{pour les } u \text{ inégalités de type } \leq$$

$$\sum_i a_{ij} x_i + x_{n+j} = b_j \quad \text{pour les } v\text{-}u \text{ inégalités de type } \geq$$

Le vecteur X des variables devient un vecteur à n+v composantes et la matrice des coefficients M est une matrice à m lignes et n+v colonnes, construite de la façon suivante :

$$\left[\begin{array}{cccccc}
 a_{11} & \dots & a_{1n} & -1 & \dots & 0 \\
 & & & 0 & -1 & 0 \\
 a_{u1} & \dots & & 0 & \dots & -1 & \dots & 0 \\
 & & & 0 & & +1 & & 0 \\
 a_{v1} & \dots & & 0 & \dots & +1 & \dots & 0 \\
 & & & 0 & & & & 0 \\
 a_{m1} & \dots & a_{mn} & 0 & \dots & & & 0
 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l}
 \text{inégalités } \leq \\
 \text{inégalités } \geq \\
 \text{égalités}
 \end{array} \right.$$

Le problème ainsi posé devient :

$$\begin{array}{l}
 \text{opt } C.X \\
 \text{dans } \left\{ \begin{array}{l} X \geq 0 \\ M.X = B \end{array} \right.
 \end{array}$$

C.- La méthode du simplexe

Nous n'entrerons pas dans le détail de la méthode du simplexe due aux importants travaux de G.B.DANTZIG.

Remarquons tout d'abord que si elle existe, la région de l'espace euclidien à n dimensions E^n , définie par les m contraintes est convexe, car en effet les frontières du domaine sont des hyperplans dans le cadran non négatif de E^n . Toute combinaison convexe de 2 solutions admissibles est donc une solution admissible.

D'autre part on montre que toute solution optimale correspond à un point extrême du domaine (c'est-à-dire à un sommet du polyèdre des contraintes). L'exploration systématique de l'ensemble fini des sommets du polyèdre est toujours

possible, mais cette opération est longue et devient vite inextricable lorsque les contraintes sont nombreuses.

La méthode du simplexe consiste à choisir un premier sommet (ou solution de base admissible) et à se déplacer de sommet en sommet le long des arêtes du polyèdre, jusqu'au sommet optimum. Comme à chaque sommet il correspond plusieurs arêtes, on choisira celle qui conduit au sommet qui minimise ou maximise le plus la fonction économique.

La détermination du premier sommet est bien souvent évidente (l'origine par exemple), mais on abrège considérablement le calcul en partant d'une solution admissible la meilleure possible. C'est ainsi que lorsque l'on exploite plusieurs fois le même programme linéaire ou un programme linéaire très voisin (paramétrisation), on prendra comme base de départ la solution optimale du problème précédent.

D. Le problème dual - interprétation économique

Le théorème dual, tel qu'il est énoncé par de nombreux auteurs, exprime l'équivalence des deux problèmes suivants :

Problème I (problème primal)

Trouver le vecteur colonne X (n niveaux d'activités) qui minimise la fonction économique exprimée par la forme linéaire

$$z_0 = C.X$$

$$\text{dans } \begin{cases} X \geq 0 \\ M X \leq B \end{cases}$$

M : matrice des coefficients (m lignes, n colonnes).

Problème II (problème dual)

Trouver le vecteur ligne W (m prix) qui maximise la forme linéaire :

$$\begin{aligned} z_1 &= B'W \\ \text{dans} \quad &\left\{ \begin{array}{l} W \geq 0 \\ M'W \geq C' \end{array} \right. \end{aligned}$$

M' : matrice transposée de M ,
 C' et B' : vecteurs transposés de C et B .

Théorème dual

- La possibilité du problème I entraîne la possibilité du problème II et réciproquement.
- Le minimum de la forme linéaire z_0 est égal au maximum de z_1 .

Les composantes du vecteur B sont des quantités de bien, les composantes du vecteur W seront donc exprimées en unités monétaires par unité de bien, et la recette totale que l'on obtiendrait si l'on vendait les biens b_j au prix w_j serait exactement égale à la dépense entraînée par la réalisation du programme optimum.

On montre par ailleurs que si l'on devait fabriquer une unité supplémentaire du bien b_j , l'augmentation de la fonction économique serait égale w_j au coût unitaire w_j . Il découle de ces résultats qu'à l'optimum, le coût marginal de production (coût de l'unité supplémentaire) est égal au coût moyen ; ces coûts sont donnés par la valeur des variables duales.

Notons que la plupart des algorithmes de résolution des programmes linéaires utilisés à l'heure actuelle et qui sont dérivés de la méthode du simplexe, donnent à l'optimum l'état des variables primales (niveaux d'activité) en même temps que la valeur des variables duales (coûts marginaux).

Interprétation économique

Pour chaque type de contrainte, la signification économique des variables duales pourra être différente.

En effet, les variables duales associées aux équations de spécification caractérisent ce qu'il en coûterait (ou ce que l'on gagnerait) à augmenter (ou à diminuer) d'une unité la spécification. On peut ainsi se rendre compte que certaines spécifications coûtent cher (Nombre d'Octane des essences par exemple).

De la même façon, les variables duales associées aux équations de capacité mesurent ce que les économistes appellent "rente de rareté", et celles qui sont associées aux contraintes de quantité pour le traitement de certains bruts donnent leur véritable "prix technique".

Mais pour nous, dans le cadre d'analyse que nous nous sommes fixé, la connaissance des coûts marginaux de la production des produits finis (variables duales des équations de demande) est fondamentale. Nous pourrions simuler la production d'une raffinerie ou d'un ensemble de raffineries (programme linéaire intégré) et obtenir pour chaque structure de production les coûts marginaux des produits.

Ces coûts marginaux, comme nous l'avons montré en ce début de chapitre, peuvent être considérés comme de véritables prix d'ordre dont les variations mesurent l'efficacité d'un schéma de production caractérisé par les rendements désirés de chacun des produits soumis aux fluctuations saisonnières de la demande.

Le graphique 1 ci-après, donne pour un cas concret (1) l'évolution des coûts marginaux des essences, du gas-oil et des fuels en fonction des variations de production du gas-oil.

(1) Etude de cas du CESEP (Institut Français du Pétrole).

Coûts marginaux
des produits

F/t

EVOLUTION DES COÛTS
MARGINAUX EN FONCTION
DE LA DEMANDE DE G.O.

100

Gas oil

90

Essence

80

Raffinerie de $5 \cdot 10^6$ t/an
1 unité distillation
1 unité reforming

Disponibilités en bruts
1 brut léger (Libyen)
1 brut lourd (Persique)

70

plan de base

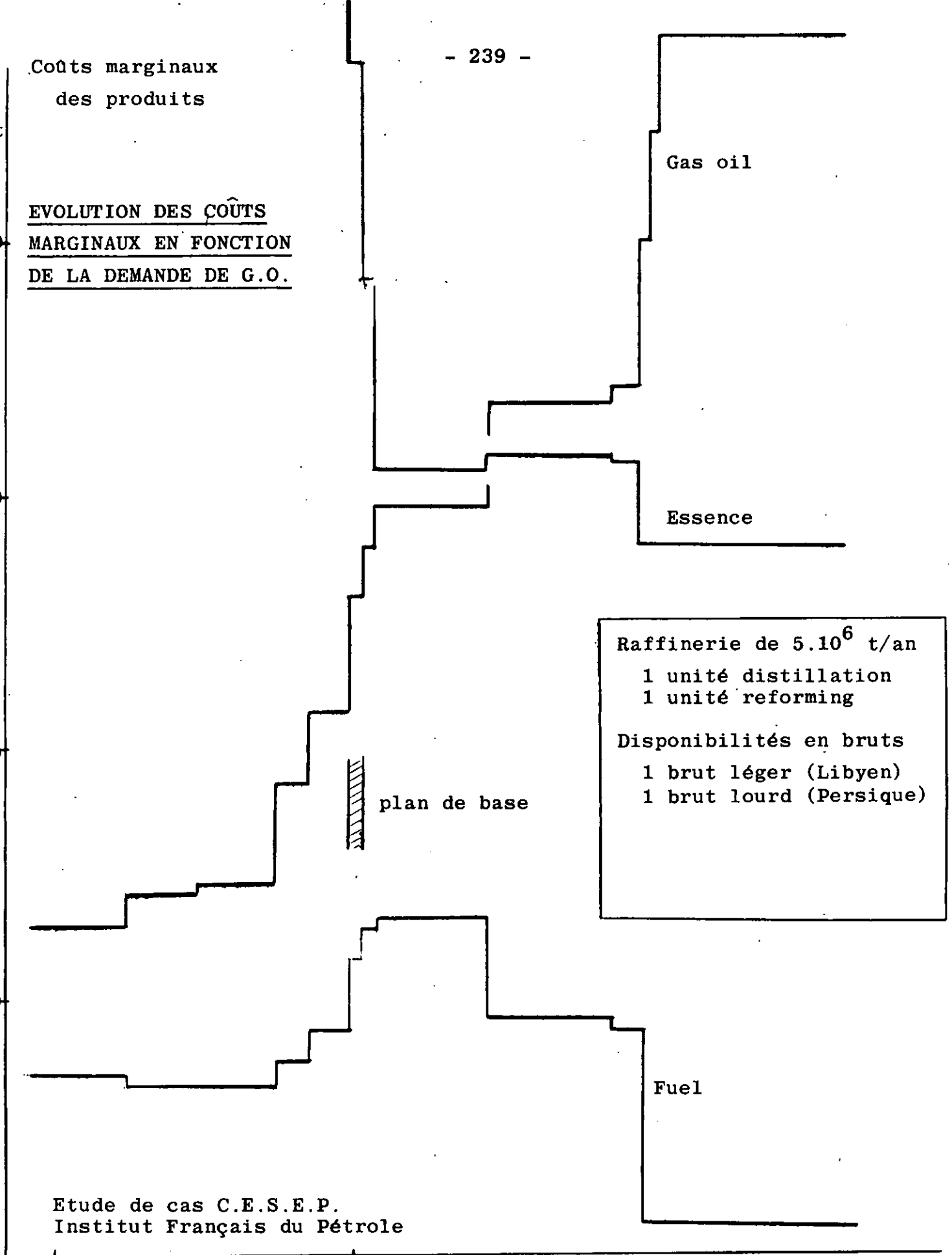
Fuel

Etude de cas C.E.S.E.P.
Institut Français du Pétrole

10^6

$1,2 \cdot 10^6$

t/an de G O



Plusieurs remarques peuvent être faites :

- Il existe certaines plages de stabilité à l'intérieur desquelles les variations de la demande ne modifient pas les coûts marginaux ;

- Les coûts marginaux de la production de gas-oil augmentent avec la demande de gas-oil (cette remarque est tout à fait générale, bien qu'à notre connaissance il n'existe pas de démonstration de ce phénomène) ;

- Les variations de coûts marginaux des autres produits liés ne sont pas monotones, mais elles conservent une certaine régularité ;

- Lorsque les coûts marginaux augmentent au point d'atteindre et de dépasser le prix d'achat sur le marché, il est alors préférable d'acheter ces produits. De la même façon, les prix de vente sur le marché constituent la borne inférieure des variations du coût marginal ;

Comme nous l'avons exposé, et comme nous avons essayé de le montrer, la programmation linéaire des opérations de raffinage est un outil très bien adapté à la recherche d'un programme optimal de production pour une période donnée, pendant laquelle les coefficients de la matrice des contraintes et les seconds membres sont constants.

Or, dans un souci de vérité, ces périodes devront être relativement brèves, car la raffinerie est un ensemble très mouvant dont les souplesses sont nombreuses et variables dans le temps. Rappelons pour mémoire que le nombre des bruts traités est souvent très grand, que les caractéristiques moyennes des bruts rendus à la raffinerie, ainsi que les spécifications de certains produits finis sont variables avec les saisons, que les fluctuations saisonnières de la demande des grands produits sont très fortes, enfin, que les capacités de production peuvent augmenter en raison des améliorations techniques prévues, ou de la mise en oeuvre d'investissements nouveaux.

Des études relativement récentes dans le domaine des modèles linéaires multipériodiques, encore appelés modèles enchaînés, correspondent à ce souci d'adaptation des modèles à la réalité des phénomènes observés.

Ces modèles, que nous décrirons succinctement au prochain chapitre, permettent en théorie de déterminer les stocks de régulation optimaux entre les différentes périodes ; nous montrerons que l'approche d'un problème de nature séquentielle par la programmation linéaire présente de nombreux inconvénients.

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

Sur les prix de cession interne :

J. DESROUSSEAUX

L'évolution économique et le comportement industriel,
Dunod, Paris, 1966.

J. MAIRE

Eléments de calcul économique, Cours ENSPM 13 148
Août 1968.

Sur la programmation linéaire :

G. B. DANTZIG

Computational algorithm of revised simplex method,
Report of the Rand Corporation, RN 1266, October 26,
1953.

HADLEY

Linear programming, Addison Wesley Publishing Company,
1967.

P. MASSE

Le choix des investissements, Dunod, p.81-191.

H. MAURIN

Programmation linéaire appliquée, Technip, 1967.

M. SIMONNARD

Programmation linéaire, Dunod, 1962.

Articles et Documents

A. JEUNE

"La recherche opérationnelle dans les industries de
l'Energie", Revue Française de l'Energie, janvier 1967,
p.129-138.

H. MAURIN

"Paramétrisation générale d'un programme linéaire", Revue
Française de Recherche Opérationnelle, 3e trimestre 1964,
p.277-281.

P.VAUR et J.L.LEMOIGNE

"La programmation dans l'Industrie du Raffinage",
Revue Française de l'Energie, décembre 1964, p.106-115.

SECONDE PARTIE

Chapitre II

CRITIQUE DU MODELE LINEAIRE DE GESTION DES STOCKS
HYPOTHESES DU MODELE DYNAMIQUE

- 247 -

P L A N

I - PROGRAMMES LINEAIRES MULTIPERIODIQUES

A.- Description d'un modèle de raffinage à deux périodes

- a) Evolution saisonnière des coûts marginaux
- b) Modèle linéaire à deux périodes

B.- Difficultés de mise en oeuvre

- a) Le choix des périodes élémentaires
- b) L'approche du réel

II - HYPOTHESES DU MODELE DYNAMIQUE

A.- Les hypothèses générales

- a) La modulation de la production en raffinerie
- b) La modulation du fret
- c) Les stockages

B.- Le modèle séquentiel

Nous avons montré au chapitre précédent que la programmation linéaire des opérations de raffinage constituait un outil parfaitement adapté à la recherche d'un programme de production optimal. En outre, la résolution du programme dual donne à l'optimum les coûts marginaux de fabrication des grands produits : essences, gas-oil et fuels - dont les valeurs pour un brut donné, dépendent principalement de la structure de l'objectif de production.

L'aspect statique de la programmation linéaire nous est clairement apparu, puisqu'à un objectif de production correspond un ensemble de valeurs optimales des niveaux d'activité, compte-tenu des souplesses de la fabrication. L'objectif de production caractérisé par les différents quotas de la demande des grands produits est susceptible de grandes variations dans le temps, comme le montre, mois par mois, le tableau 1 ci-après.

La part mensuelle du total des produits mis à la consommation évoluait en 1969 dans les limites :

- de 10 à 25 % pour les essences,
- de 20 à 50 % pour le F.O.D.,
- de 20 à 27 % pour les fuels.

Tableau 1

EVOLUTION DE LA STRUCTURE DE LA DEMANDE DES
GRANDS PRODUITS FINIS

	Jv	Fev	Ma	Av	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct.	Nov	Déc	Année
Essences (%)	10,2	10,7	14	17	21,5	22,5	25	27	18,2	16,5	13,5	9,5	16,1
F.O.D. (%)	47	50,5	43	37	23,5	22	20	22	33,5	29	40	50	36,8
Fuels lourds(%)	22,5	20	21,2	22,2	25	23,2	25	21,2	22,5	27	24,5	23	22,9
TOTAL (10 ³ t) tous produits	6 956	6 692	6 332	5 804	4 647	4 350	4 654	4 302	5 780	5 783	6 289	9 007	70 602

La demande des essences, F.O.D. et fuel est exprimée en % du tonnage de la demande mensuelle tous produits.

Sources statistiques, C.P.D.P. 1969.

L'évolution de la structure de la demande, accompagnée de phénomènes de distorsion (la pointe des essences correspond au creux du F.O.D.), conduit en pratique les responsables à étudier des plans de raffinage relativement courts.

Mais l'optimisation qui peut être faite sur une période même brève pour un objectif donné n'est pas pleinement satisfaisante dans la mesure où l'objectif de production peut être différent de la demande. En effet, les variations positives ou négatives des stockages de régulation mesurent l'écart qui peut, et bien souvent doit justement exister entre l'offre et la demande instantanée des produits.

D'une période à l'autre, les objectifs de production ne sont pas indépendants, les quantités produites pourront être supérieures à la demande lorsque les coûts marginaux sont faibles afin de constituer des stockages de régulation qui compenseront ultérieurement, en période de forte demande, une production insuffisante à coût marginal élevé.

Des études récentes ont ainsi été consacrées à ce que les américains appellent le "multistage linear programming" et que nous traduirons par programmes linéaires multi-périodiques ou enchaînés.

Nous ferons dans ce chapitre l'analyse et la critique de ces modèles dont l'emploi s'est généralisé, avant de préconiser l'utilisation d'un modèle de programmation dynamique, qui nous semble plus adapté au problème de la détermination d'une politique de stockage à court terme.

I - PROGRAMMES LINEAIRES MULTIPERIODIQUES

Les programmes linéaires multipériodiques font partie de la classe plus générale des programmes séquentiels. Les programmes séquentiels se rencontrent lorsque l'on a à résoudre plusieurs problèmes de même type au cours de périodes successives.

"La caractéristique de ces modèles est qu'il existe une variable d'état (ou vecteur d'état), le stock, qui résume à chaque instant tout le passé et constitue ainsi la seule connexion entre l'activité d'une période et les activités des périodes précédentes" (1).

Pour fixer les idées, nous dirons que l'entreprise constitue par exemple des stocks pendant la première période ; ces stocks seront utilisés, en tout ou partie, au cours des périodes suivantes, étant entendu que la somme algébrique des quantités stockées ou déstockées est nulle ou égale à l'objectif de stock fixé pour l'horizon d'analyse.

A la différence de la modélisation des plans de raffinage du chapitre précédent, les objectifs de production ne sont plus constants et égaux à la demande, mais variables ;

$$q_{ij} + s_{ij} = d_{ij}$$

avec

$$\sum_j s_{ij} = 0$$

q_{ij} : production de produit i à la période j (solde après échanges et accords de processing),

d_{ij} : demande de produit i à la période j ,

s_{ij} : (>0 , <0) mises en stock de produit i à la période j .

(1) P.MASSE, "Le choix des équipements", Dunod, p.125

A.- Description d'un modèle de raffinage à deux périodes

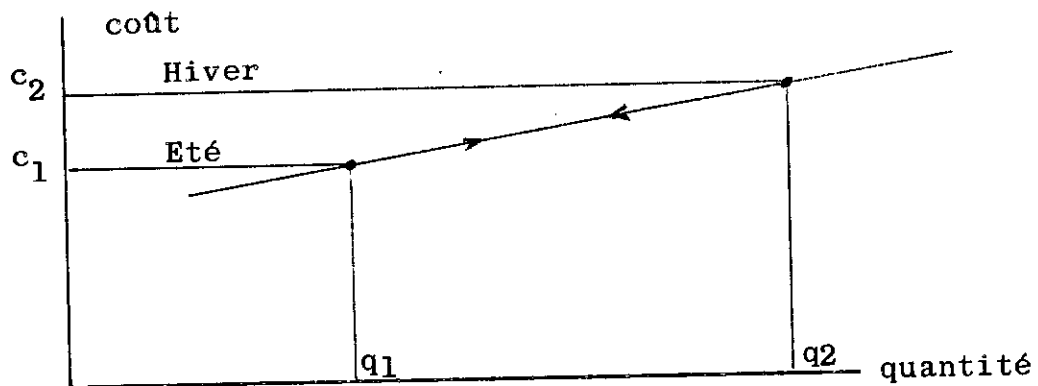
a) Evolution saisonnière des coûts marginaux

Si on s'intéresse, par exemple, à la demande semestrielle des grands produits et que l'on cherche à adapter la production des raffineries à la demande, on constate que les coûts marginaux de la production varient dans des proportions importantes.

Coûts marginaux de la production (été-hiver)

	ETE Avril-Octobre	HIVER Octobre-Avril
Essences (super)	élevé	bas
F.O.D.	bas	élevé
Fuels	bas	élevé

On démontre facilement que, toute autre considération mise à part, il est plus intéressant d'avoir une production régulière à coût marginal moyen, en faisant l'hypothèse que les coûts marginaux varient linéairement avec les quantités produites.



Le coût total de la production (Eté + Hiver) est :

$$q_1 c_1 + q_2 c_2$$

Il doit être minimal, compte-tenu de la contrainte :

$$Q = q_1 + q_2$$

Ce minimum est obtenu pour $q_1 = q_2 = \frac{Q}{2}$

Mais une production régulière s'accompagne nécessairement de variations de stocks importantes dans le cas d'une demande cyclique. Un compromis doit donc être trouvé entre la constitution de stock de régulation et l'adaptation de la production à la demande semestrielle.

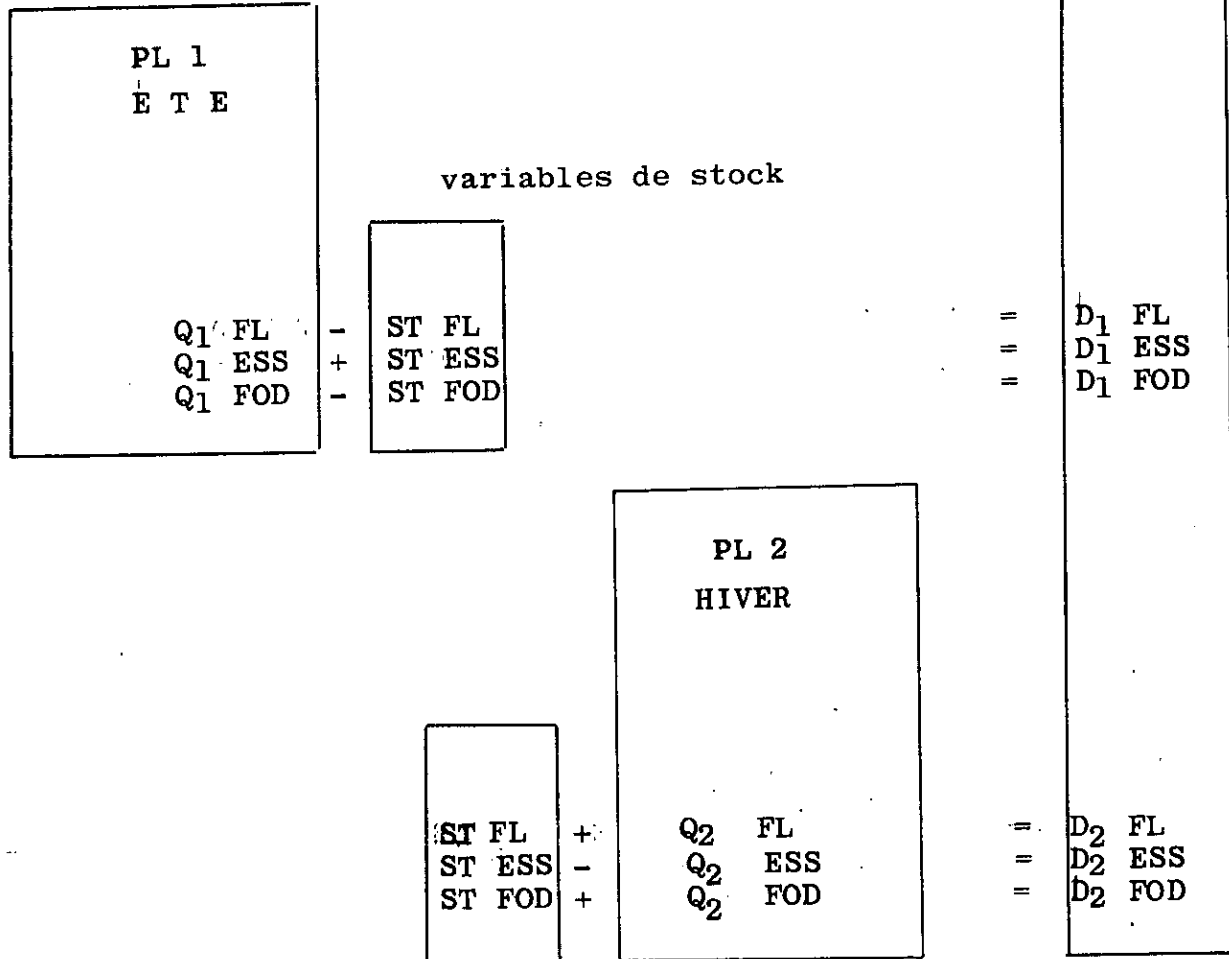
b) Modèle linéaire à deux périodes

Pour simuler le fonctionnement d'une raffinerie ou d'un ensemble de raffineries, pour lesquelles on dispose d'un programme linéaire pendant deux périodes successives, il est possible d'introduire des variables d'écart ou variables de stockage dans les équations de la demande propres à chaque période. Ces nouvelles variables servent de lien entre les deux périodes, les excédents de production de la première période pouvant combler les déficits de la seconde, et inversement.

MODELE LINEAIRE A DEUX PERIODES

Programme linéaire

Seconds membres



Fonction économique globale

Fonction économique PL 1	+	Fonction économique PL 2	+	Coûts variables de stockage
-----------------------------	---	-----------------------------	---	--------------------------------

Légende

FL = fuels lourds
ESS = essences
FOD = fuel-oil domestique

ST = Stock

Q₁ = production été
Q₂ = production hiver

D₁ = demande été
D₂ = demande hiver

L'ensemble des 2 programmes linéaires, comme nous l'avons schématisé ci-contre, se comporte comme un seul programme pour lequel on recherchera les niveaux optimaux de toutes les variables (niveaux d'activité de la période 1, niveaux d'activité de la période 2, variables de stockage). Le critère économique global intègre la fonction économique du premier programme linéaire, celle du second et les coûts de stockage proportionnels aux quantités de produit stockées.

B.- Difficultés de mise en oeuvre

En programmation linéaire, les temps de calcul sur ordinateur augmentent exponentiellement avec le nombre d'équations.

On constate en raffinement qu'un modèle linéaire intégré, simple, comprend de 500 à 1 000 équations. Pour un modèle multipériodique, on multipliera ce chiffre par le nombre de périodes ; c'est dire que l'on atteint rapidement la saturation des plus gros ordinateurs actuels dès que le nombre de périodes dépasse quelques unités.

En pratique, les utilisateurs sont conduits à faire un choix entre :

- un petit nombre de périodes avec un programme linéaire de base très élaboré,
- un plus grand nombre de périodes, mais avec un programme linéaire de base très simplifié.

En réalité, il est difficile de faire des hypothèses trop simplificatrices ou de condenser les informations sans prendre le risque de dénaturer le modèle linéaire de base ; par suite, les modèles enchaînés les plus couramment utilisés n'ont que 2, 3 ou 4 périodes.

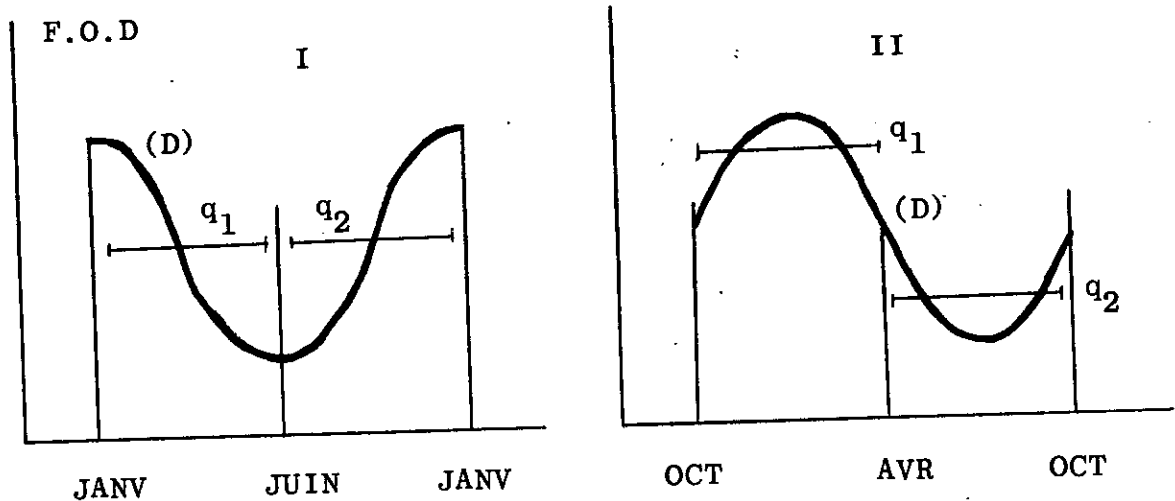
a) Le choix des périodes élémentaires

Dans le court terme, l'aspect fortement saisonnier de la demande des hydrocarbures impose l'année comme horizon d'analyse.

A titre d'exemple, nous étudierons un modèle linéaire à deux périodes semestrielles ; les observations que nous ferons présentent cependant un caractère général, elles sont d'ailleurs d'autant plus fondées que la durée des périodes élémentaires est importante.

- Influence du découpage sur les stocks de régulation

On assimile la demande d'un produit (par exemple le F.O.D.) à une fonction périodique, pour les découpages I et II ci-après, de l'année en 2 périodes élémentaires.



(D) = demande
 q_1 = production premier semestre
 q_2 = production second semestre

Le choix d'une période de production semestrielle au niveau du programme linéaire (marche été - marche hiver) revient à faire l'hypothèse d'une production constante pendant 6 mois. Pour ces deux découpages, la politique qui consisterait à ne pas faire de stocks de régulation entre les deux périodes (production = demande, pour chaque période), se traduit par :

$q_1 = q_2$ dans le cas I (pas de modulation de la production),
 $q_1 \neq q_2$ dans le cas II (modulation importante).

Il faut remarquer que le découpage de type II est le seul logique (demande toujours supérieure à la moyenne ou toujours inférieure), mais il n'est pas certain que ce découpage conduise aux mêmes résultats pour tous les produits. Les pointes saisonnières de la consommation peuvent aussi être décalées d'une zone géographique à l'autre en raison des circonstances climatiques.

Rappelons que dans un modèle linéaire multipériodique, les demandes qui s'adressent à chaque période sont déterminées pour le même intervalle de temps.

- Signification des marches Été - Hiver

Nous avons observé au début de ce chapitre qu'en pratique, il n'existe pas une marche été et une marche hiver des raffineries avec une structure de production fixée pendant un semestre.

Cependant, une telle formalisation peut conduire à la recherche, pour chaque produit, des niveaux de production été-hiver q_1 et q_2 optimaux, desquels se déduisent les stocks de régulation S optimaux qui ont été constitués pendant une période pour compenser le déficit de production de l'autre période.

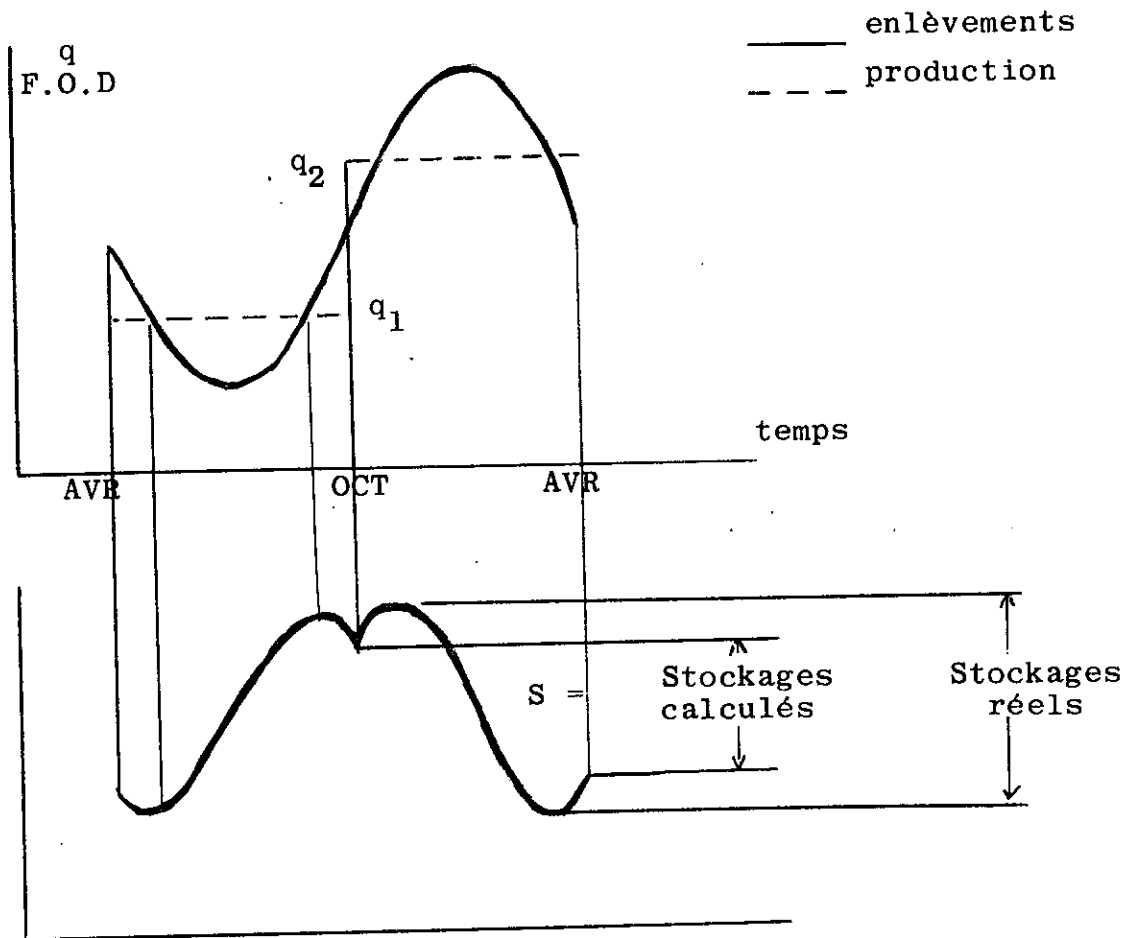
L'optimum qui réalise le compromis entre la modulation par la production et la régulation par les stocks est obtenu :

- soit en augmentant l'écart ($q_1 - q_2$)
 - . les coûts de stockage diminuent
 - . les coûts de modulation augmentent,

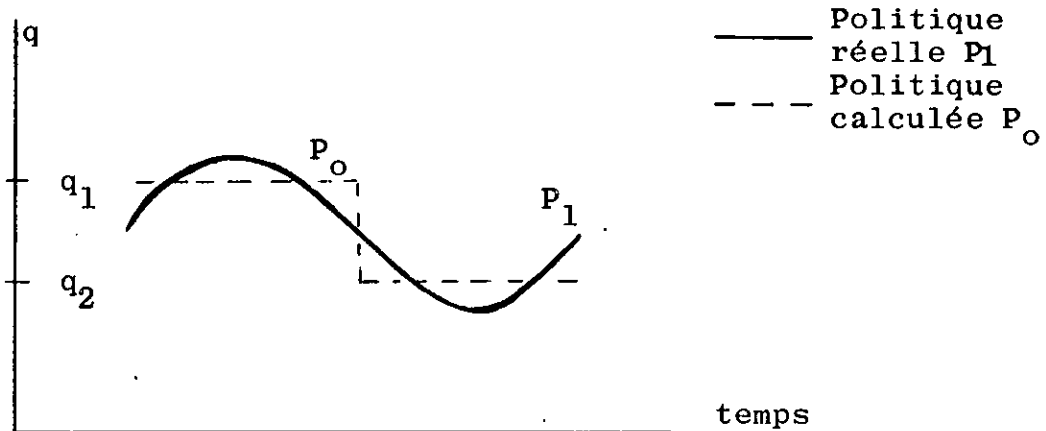
- soit en diminuant l'écart ($q_1 - q_2$)
 - . les coûts de stockage augmentent
 - . les coûts de modulation diminuent.

Nous supposons trouvés q_1 , q_2 , S , par résolution d'un programme linéaire à deux périodes. Deux cas peuvent se présenter :

1°) On demande aux raffineurs de se conformer strictement aux résultats du programme et de conserver des niveaux de production constants pendant un semestre (hypothèse peu probable). Alors les stockages de régulation calculés ne sont pas égaux aux stockages réels, car les enlèvements, eux, restent cycliques.



2°) Seuls les objectifs de production q_1 et q_2 sont à respecter en fin de semestre, le raffineur a la possibilité de moduler la production.



Alors on démontre, mais c'est intuitif, que la politique P_1 coûte toujours plus cher que la politique P_0 .

Le coût de modulation de P_0 , qu'on a comparé au coût des stockages dans le programme linéaire pour déterminer le niveau optimal des stockages de régulation, n'est pas le coût de modulation réel. Il faut d'ailleurs observer que plus l'écart $q_1 - q_2$ est grand, plus la différence entre le coût de politique calculé et le coût de politique réel est grand.

b) L'approche du réel

Nous présenterons ici quelques remarques générales, qui concernent l'adaptation d'un modèle linéaire multipériodique à la réalité des phénomènes observés.

- Choisir deux marches de production pour l'année est une hypothèse simplificatrice qui ne correspond pas à la réalité.

- Le stockage de réserve légale est une contrainte à satisfaire à tout moment (1). Une déclaration des stocks (essences, G.O., fuels, pétrole brut) doit être communiquée chaque mois à la Direction des Carburants.

- Difficulté de l'intégration du stockage des bruts et du fret en amont des raffineries. On est souvent amené à résoudre de tels problèmes par la programmation linéaire en nombres entiers.

- Le stockage des bruts est fortement influencé par la période d'arrêt des raffineries (mois de Juin), à l'occasion de laquelle les stocks de régulation en brut sont constitués (2).

- On ne peut pas tenir compte de la façon dont les stockages - bruts et produits - ont été constitués. Du point de vue des coûts variables, il n'est pas équivalent de constituer la majeure partie des stockages en début ou en fin de semestre.

- Les sommes engagées tout au long de la chaîne de fabrication et la sensibilité des coûts au choix d'une politique sont telles qu'une analyse plus fine dans le temps nous semble nécessaire.

(1) Cf. chapitre II, première partie

(2) Cf. chapitre V, première partie

II - HYPOTHESES DU MODELE DYNAMIQUE

Notre étude de la détermination d'une politique de stockage est une étude à court terme. Le compromis recherché entre la régulation par les stocks et la modulation de la production au niveau de la chaîne pétrolière intégrée doit être calculé pour un cycle de vente annuel en raison des fortes tendances saisonnières de la consommation. Les longs délais d'étude et de construction des capacités de stockage ou de raffinage nous conduisent à rechercher l'optimum de gestion pour un certain nombre d'équipements connus, non susceptibles de variations autres que celles déjà prévues.

Toutefois, et bien que le modèle que nous décrirons au prochain chapitre soit un modèle à court terme, certaines indications concernant le choix des investissements pourront se déduire des politiques de gestion optimales à court terme.

Nous présenterons ici les principales hypothèses qui résultent de l'étude économique de notre première partie, étant entendu qu'une analyse plus fine de la fonction économique sera présentée avec l'étude de la formalisation du problème au prochain chapitre.

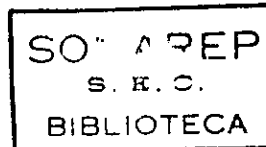
A.- Les hypothèses générales

La chaîne pétrolière intégrée qui aboutit à la commercialisation des produits finis passe par la production du pétrole brut au gisement et son transport, par le raffinage et la distribution. L'objectif est de satisfaire la demande instantanée des consommateurs sans ruptures de stocks ; le moyen d'y parvenir résulte du compromis entre la modulation de la production et la régulation par les stocks avec, comme incidence, en amont des raffineries, le recours au marché spot qui correspond à la modulation du frêt ou la constitution de stocks de régulation en pétrole brut.

a) La modulation de la production en raffinerie

Les principaux produits soumis aux fortes tendances saisonnières de la demande peuvent être rangés en trois grandes familles :

- les essences,
- les gas-oils et fuels-oils domestiques,
- les fuels lourds.



Nous avons remarqué (chapitre 1, première partie) que cette classification couvrait en 1969 plus de 85 % de la demande globale tous produits. Cependant, pour la clarté de l'exposé, nous choisirons au prochain chapitre de construire notre modèle autour de la modulation des essences et gas-oils, considérant que la modulation des fuels-oils, dont on doit tenir compte de toute façon, n'apporte rien à la méthode ; seuls peuvent éventuellement se poser des problèmes de temps de calcul et d'encombrement de la mémoire centrale de l'ordinateur.

De façon à éviter l'inflation des variables d'optimisation, la production des autres produits (15 % de la demande globale) pourra être regardée soit comme constante pendant l'année, soit comme variable, mais les variations saisonnières étant prédéterminées. Le cas extrême est celui des bitumes, dont la demande est très fortement saisonnière et pour lesquels la production sera égale à la demande par période, de telle sorte que les stocks soient réduits aux seuls stocks techniques. Le bitume n'est d'ailleurs pas, sauf exception, un produit fatal ; sa production résulte généralement du traitement de certains bruts particuliers dits "bruts à bitume", bien qu'il soit techniquement possible de produire des bitumes même à partir de bruts relativement légers.

Les bruts traités

Nous avons vu qu'une souplesse principale du processus de raffinage résidait dans le choix des bruts traités. Cependant, et bien qu'il existe sur le marché un grand nombre de bruts, les sociétés pétrolières négocient avec les pays producteurs ou avec leurs filiales des contrats d'approvisionnement qui prévoient souvent une certaine régularité des enlèvements.

Pour tenir compte de ce fait, nous avons imaginé dans une première approche du problème, de déterminer les coûts marginaux de raffinage à partir de deux programmes linéaires (un programme été, un programme hiver) pour lesquels les bruts traités peuvent être de qualités différentes et disponibles en quantités variables d'un semestre à l'autre.

Les échanges

Les échanges constituent une part importante de l'activité des sociétés pétrolières ; ils sont de deux ordres :

- les échanges entre raffineries du groupe,
- les échanges avec confrères.

Il est peu fréquent qu'une raffinerie puisse satisfaire seule la demande de son "hinterland" (1), en raison de la diversité des structures de consommation entre agglomérations urbaines et zones rurales d'une part, et des différents niveaux d'activité industrielle entre régions d'autre part. Les échanges inter-raffineries sont en général déterminés à partir d'un programme linéaire qui intègre la production de toutes les raffineries d'une société pétrolière.

Cependant, il peut persister globalement un déséquilibre entre la production et les ventes, qui doit alors être compensé par les échanges entre sociétés. C'est non seulement une nécessité technique, mais une obligation légale (approvisionnement au moindre coût). Des hypothèses devront être formulées sur les volumes minimum et maximum des échanges possibles, sur les prix CIF des importations et FOB des exportations. Il est intéressant de déterminer non seulement les quantités de produit qui entrent dans ce type de transactions, mais aussi l'échéancier des échanges ; précisons que ces informations feront partie des résultats associés au choix d'une politique optimale.

b) La modulation du fret

La modulation du transport du pétrole brut détermine globalement le volume des stocks constitués soit en pétrole brut, soit en produits ; pour cette raison, nous ne formulons aucune hypothèse contraignante, fixant a priori la politique des approvisionnements.

Nous avons montré (chapitre V, première partie) que les capacités de transport maritime de la plupart des sociétés pétrolières se répartissaient en :

- flotte organique,
- flotte affrêtée au voyage (spot).

(1) Hinterland = zone géographique de distribution rattachée à une raffinerie et/ou un ensemble de dépôts.

La flotte organique correspond à des capacités de transport à long terme (exprimées en tonnes x milles) susceptibles de varier à court terme pour deux raisons principales :

- la modification du cocktail des bruts traités, donc des trajets des navires pétroliers,
- le non renouvellement des affrètements en "time charter" venus à échéance.

Les capacités de transport "spot" sont disponibles à chaque instant au prix du marché ; il sera donc utile de connaître les tendances de ce marché et leurs prévisions.

Le calcul du coût de modulation des bruts sera conduit suivant la méthode exposée au chapitre V, première partie.

c) Les stockages

La détermination d'une politique de stockage optimale sera conduite pour des capacités de stockage données. La location des stockages produits susceptible de modifier les capacités à court terme n'intervient d'ailleurs que très faiblement et pour l'essentiel en dépôt de distribution ; les contrats de location des stockages portuaires de pétrole brut sont des contrats à long terme. Les capacités de stockage peuvent cependant évoluer pendant la période d'analyse, mais cette évolution doit être connue et correspondre à la mise en service prévue de nouvelles capacités.

Nous ferons, par ailleurs, l'hypothèse que la répartition des capacités de stockage entre la raffinerie et les dépôts de distribution est optimale. Notons que le problème de la localisation des capacités dans chaque hinterland des raffineries ne sera pas abordé dans cette étude ; nous nous attacherons seulement à déterminer les quantités globales de produits qui entrent en stock à chaque période. À cet égard, nous avons pu observer que la politique de distribution des capacités de stockage entre raffinerie et dépôts pouvait être très différente d'une société à l'autre.

Une évaluation correcte des stocks techniques indispensables qui permettent de faire face aux aléas des

approvisionnement pour les bruts, et aux aléas des enlèvements pour les produits, devra être faite. Ces stocks techniques, auxquels il faut ajouter les quantités de produit impompables dans les bacs, constituent un minimum de stock qui assure le fonctionnement normal de la chaîne de production. De la même façon, on diminuera les capacités existantes des "creux" destinés à résorber un excédent aléatoire de la production pour les produits ou des arrivages de navires pour les bruts.

La modulation de la production au gisement constitue une hypothèse de base qui donne à la chaîne pétrolière l'essentiel de sa souplesse. Nous avons déjà noté que cette modulation est possible sans variations de coût à la production et que dans la plupart des cas elle est suffisante pour répondre aux besoins de la modulation en raffinerie.

B.- Le modèle séquentiel

Le modèle séquentiel qui sera développé au prochain chapitre, est un modèle de programmation dynamique dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- Avenir certain,
 - Variables discrètes par artifice,
 - Espace bidimensionnel,
 - Horizon d'analyse : l'année,
 - Périodes mensuelles.
-

SECONDE PARTIE

Chapitre III

METHODE RECURRENTE EN AVENIR CERTAIN

P L A N

I - FORMULATION DU PROBLEME

A.- Notations

- a) Avenir certain
- b) Variables continues
- c) Etat des stocks

B.- Fonction économique.

- a) Incidence de la production sur les coûts
 - Coût de production
 - Coût de transition ou de changement de marché
 - Coût de stockage
 - Coût de modulation sur brut
- b) La fonction économique
 - Coût de période
 - Coût de politique
 - Fonction économique

II - PROCESSUS D'ALLOCATIONS SUCCESSIVES

A.- Description de la méthode

- a) Variables d'état, variables de décision
- b) Changement de variable d'état
- c) Equation fonctionnelle

B.- Traitement séparé des variables non markoviennes

- a) Coût de stockage
- b) Coût de changement de marche
- c) Coût de modulation sur brut

III - MISE EN OEUVRE DE LA METHODE

A.- Correspondance des grilles et précision constante

- a) Méthode d'interpolation
- b) Correspondance des grilles de calcul
- c) Précision constante.

B.- Nombre d'itérations et contraintes

- a) Nombre d'itérations
- b) Les contraintes de stock

IV - CALCUL NUMERIQUE EN PROGRAMMATION DYNAMIQUE

A.- Canal de trajectoire

B.- Technique du multiplicateur de LAGRANGE

- a) Nouvelle équation fonctionnelle
- b) Nombre d'itérations et convergence du paramètre

C.- Etude de la sensibilité en programmation dynamique
K-optimalité

ANNEXE I

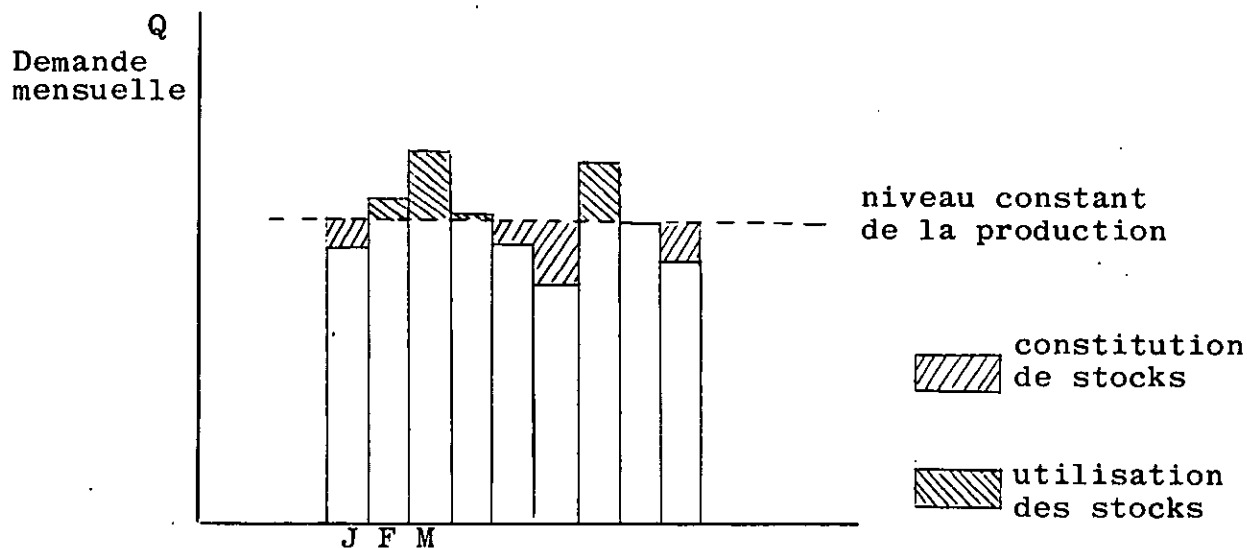
La programmation dynamique

METHODE RECURRENTE EN AVENIR CERTAIN

Le problème de la régulation en raffinerie exposé au chapitre 4 de notre première partie, appartient à la classe des processus de décision économique décomposables dans le temps en un certain nombre de périodes, dont chacune appelle un choix.

Les disponibilités en produits au sortir des unités de raffinage, nécessaires pour satisfaire la demande à forte tendance saisonnière, peuvent être réalisées :

- soit en constituant des stocks de produits pendant la période où la demande est faible, stocks qui serviront dans la période suivante à satisfaire une demande plus importante,



- soit en adaptant la production de chacun des produits à la demande mensuelle prévue.

Toutes solutions intermédiaires qui consisteraient à adapter partiellement la production à la demande, le reliquat des disponibilités étant obtenu par les stockages, correspondant à des politiques possibles parmi lesquelles une au moins est optimale.

Le présent chapitre a pour but d'exposer le mécanisme des décisions séquentielles et de décrire la méthode d'optimisation par récurrence, qui constitue la base théorique de notre modèle.

A ce stade de l'exposé, il convient de rappeler qu'un modèle ne peut représenter la réalité qu'imparfaitement, l'empirisme intervenant pour le choix de certains paramètres et de certaines fonctions économiques. Notre étude de la première partie est à ce titre fondamentale, tant en ce qui concerne la nature et la distribution de la demande de produits finis que pour la détermination des coûts :

- coût des stockages de bruts et de produits finis,
- coût de changement de marche en raffinerie,
- coût de production en raffinerie,
- coût de modulation sur pétrole brut.

Dans un premier point, nous préciserons nos notations et étudierons la fonction économique à coût minimal. Nous exposerons ensuite les raisons qui nous ont conduit au choix d'un processus d'allocation, d'où se déduit naturellement l'équation fonctionnelle du modèle. Le lecteur pourra se reporter utilement à l'Annexe I, qui traite des principes généraux de la programmation dynamique.

La méthode des multiplicateurs de LAGRANGE nous permet de réduire à l'unité la dimension du problème et le choix d'une précision variable pour la variable d'état nous conduit à l'exposé original du nombre des itérations nécessaires et, par suite, du temps de calcul, compte-tenu des particularités intrinsèques du modèle.

Enfin, l'exploration au voisinage de l'optimum permettra d'indiquer au responsable les solutions quasi-optimales qu'il pourra juger meilleures, pour diverses raisons, non prises en compte dans le modèle.

I - FORMULATION DU PROBLEME

A.- Notations

Comme nous l'avons vu au chapitre II seconde partie, l'étude envisagée est une étude à court terme, l'horizon d'analyse est l'année, divisée en 12 périodes (le mois).

a) Avenir certain

Il est possible d'établir de bonnes prévisions mensuelles pour chacune des deux catégories de produits (chapitre I, première partie) :

- Gas-oil et fuel-oil domestique d'une part,
- Carburant auto et super-carburant d'autre part.

Soit d_{ij} la quantité prévisionnelle de produit, i , qui sera livrée à la consommation le mois j .

$$\begin{aligned} i &= I, II \\ j &= 1, 12 \end{aligned}$$

la matrice des d_{ij} est donc supposée connue.

b) Variables continues

Le problème est de trouver la matrice des $q_{ij} \geq 0$ qui sont les variables (en principe) continues du modèle.

	1	q_j	12
I			
q_i		q_{ij}	
II			

q_{ij} = quantité de produit i produite pendant la période j .

Cependant, on se ramènera à un problème de combinatoire en discrétisant l'intervalle de variation des q_{ij} , d'autant que comme nous l'avons vu (chapitre I, seconde partie), les coûts de production en raffinerie sont des fonctions de saut des quantités produites.

c) Etat des stocks

Soit s_{ij} la mise en stock de produit i , pendant la période j .

$$s_{ij} \begin{cases} > 0 \\ = 0 \\ < 0 \end{cases} \quad s_{ij} = q_{ij} - d_{ij}$$

Soit S_{ij} le volume des stocks en produit i à la fin de la période j .

$$S_{ij} \geq 0 \quad \forall i, \quad \forall j$$

S_{i0} stock initial de produit i ,
 S_{i12} stock final de produit i ,

S_{ij} et s_{ij} sont liés par la relation $S_{ij} = S_{i0} + \sum_{\alpha=1}^j s_{i\alpha}$

Dans le cas où les stocks initiaux de chacun des produits sont égaux aux stocks finaux

$$\forall i, \quad S_{i0} = S_{i12} = S_{i0} + \sum_{j=1}^{12} s_{ij}$$

ce qui implique

$$\sum_{j=1}^{12} s_{ij} = 0$$

et par suite :

$$\sum_j q_{ij} = \sum_j d_{ij} = \beta_i$$

$\beta_i = \sum_j d_{ij}$ est une donnée du problème.

Dans le cas où les stocks finaux désirés ne seraient pas égaux aux stocks initiaux, β_i peut incorporer l'augmentation des stocks prévue entre le début et la fin de la période.

B.- Fonction économique

La fonction économique intègre les coûts de production des différents produits, les coûts de stockage des produits finis, le coût de la modulation sur les pétroles bruts, et, s'il y a lieu, les coûts de changement de marche d'une période à l'autre. Ces différents points ont tous fait l'objet d'une étude particulière dans les chapitres précédents, notre intention ici est de rappeler les résultats principaux et d'introduire les calculs dont les différentes fonctions seront l'objet.

a) Incidence de la modulation sur les coûts

- Coût de production

Les prix des différents produits au sortir des unités de raffinage sont des prix de cession interne égaux aux coûts marginaux de la production. Ces coûts marginaux par produit seront obtenus à partir de la résolution d'un programme linéaire de raffinage paramétré sur les quantités produites (chapitre I seconde partie) de chacun des produits soumis aux variations saisonnières de la demande. Les quantités produites des autres produits restent constantes et égales à la part mensuelle qui leur est affectée.

La fonction économique du programme linéaire qui est aussi égale à :

$$\sum_i p_i q_i$$

p_i : coût marginal du produit i ,
 q_i : quantité produite de i ,

représente alors le coût de production global étendu à tous les produits sortant de la raffinerie.

Comme nous l'avons vu, la fonction économique du programme linéaire tient compte du prix FOB des bruts traités, d'un prix moyen de frêt sur les trajets correspondants, de la tarification pour le transport du port de déchargement à la raffinerie ainsi que du coût de traitement par les unités de la raffinerie.

Dans ces conditions :

(p_{ij} le prix du produit i à la période j) ne dépend que du vecteur de décision q_j

$$q_j = \begin{vmatrix} q_{1j} \\ q_{2j} \end{vmatrix} \quad p_{ij} = f_i (q_j)$$

soit $CPR_j(q_j)$ le coût de production correspondant :

$$CPR_j (q_j) = \sum_i q_{ij} f_i (q_j)$$

- Coût de transition ou de changement de marche

Nous avons pu établir (chapitre 4 première partie) que dans certaines conditions, le changement de marche d'une période à l'autre (c'est-à-dire une variation quelconque d'un élément du vecteur q_j) provoque un coût fixe K_i et un coût proportionnel aux différences de production C_i :

$$\begin{cases} q_j = q_{j-1} & CPA_j = 0 \\ q_j \neq q_{j-1} & CPA_j = \sum_i (K_i + C_i |q_{ij} - q_{ij-1}|) \end{cases}$$

ou, en utilisant le symbole de Kronecker δ :

$$CPA_j(q_j, q_{j-1}) = \sum_i (K_i \delta(q_j, q_{j-1}) + C_i |q_{ij} - q_{ij-1}|)$$

On retiendra que le coût de transition pour la période j dépend de l'état du vecteur q de la période $j-1$ à la période j .

Il est nul si le processus de fabrication n'est pas modifié d'une période à l'autre. Il varie linéairement avec les écarts de quantité dans le cas contraire.

- Coût de stockage

Nous avons pu décomposer (chapitre 3, première partie) les coûts de stockage par produit en coût fixe et coût proportionnel aux quantités stockées. Remarquons que, comme pour les coûts de production et dans l'hypothèse d'une capacité de stockage constante, seuls les coûts variables seront pris en compte dans la recherche de l'optimum. Nous envisagerons la possibilité de faire varier les capacités de stockage disponibles, les coûts fixes n'interviendront alors que pour la partie qui concerne les investissements nouveaux, un nouveau coefficient de proportionnalité devant être calculé.

Soit λ_i coefficient de proportionnalité correspondant à une capacité de stockage, et CS_j , le coût de stockage à la période j .

$$CS_j = \sum_i \lambda_i s_{ij} = \sum_i \lambda_i \left[s_{i0} + \sum_{\alpha=1}^j (q_{i\alpha} - d_{i\alpha}) \right]$$

Introduisons une nouvelle variable :

$$X_{ij} = \sum_{\alpha=1}^j q_{i\alpha}$$

$$CS_j(x_j) = \sum_i \lambda_i \left[S_{i0} + X_{ij} - \sum_{\alpha=1}^j d_{i\alpha} \right]$$

- Coût de modulation sur pétrole brut

Les variations de production sur les produits finis se répercutent en amont sur les quantités de pétrole brut traité. Nous avons analysé (chapitre 5, première partie) les tendances saisonnières de l'affrètement spot, qui correspondent à une demande marginale de transport plus forte pendant les mois d'hiver. Nous avons proposé dans ce même chapitre une méthode de recherche de l'optimum économique de modulation sur brut correspondant à une politique de production en raffinerie.

Rappelons que le choix d'un niveau de transport en flotte propre ou en "Time Charter" détermine les stocks de pétrole brut nécessaires pour la modulation, au-delà des stockages techniques nécessaires pour la réception des navires pétroliers, en même temps que le recours éventuel au marché spot.

Cet optimum économique partiel tiendra lieu de coût de modulation sur brut ; il dépend de la politique de production, c'est-à-dire de tous les états du vecteur q_j pour $j = 1, \dots, n$.

b) La fonction économique

Les coûts que nous venons d'énumérer ci-dessus ne sont pas de même nature. Nous distinguerons en effet les coûts de période, qui ne se réfèrent qu'au vecteur de décision q_j correspondant à la période j , des coûts de politique qui se réfèrent au passé, c'est-à-dire aux divers états du vecteur q_α pour $\alpha = 1, \dots, j$.

- Coûts de période

Ce sont les coûts les plus souvent rencontrés en programmation dynamique classique ; ils permettent dans la pratique du calcul automatique l'effacement progressif des mémoires et, par suite, leur encombrement minimum.

Le coût de production peut être rangé dans cette catégorie.

$$CPR_j (q_j)$$

ainsi que le coût des stockages, dès lors que se trouvent définies les variables d'état

$$X_{ij} = \sum_{\alpha=1}^j q_i \alpha$$

$$CS_j (X_j)$$

- Coût de politique

Suivant le degré de référence aux décisions des périodes précédentes, il vient :

- Le coût de changement de marche : $CPA_j (q_j, q_{j-1})$
- Le coût de modulation sur brut : $CM_j (q_\alpha / \alpha = 1, j)$

Nous rangerons dans cette rubrique les coûts de stockage lorsque nous envisagerons de faire varier les capacités disponibles de stockage. Les investissements nouveaux qui apparaîtront, dès lors que sera dépassée la capacité de référence, se répercuteront par l'intermédiaire des nouveaux coûts de stockage sur toutes les périodes ultérieures.

- Fonction économique

Cette classification des coûts que nous venons d'établir et qui présente, comme nous le verrons, un grand intérêt pour le calcul numérique, n'est pas, il s'en faut, la seule possible.

En effet, certains de ces coûts sont de type additif. Il s'agit de $CPR_j(q_j)$; $CS_j(X_j)$; $CPA_j(q_j, q_{j-1})$.

Pour ceux-ci, nous définirons une fonction :

$$C_j (X_j, q_\alpha / \alpha = 1, j) = \sum_{\alpha=1}^j (CPR_\alpha + CS_\alpha + CPA_\alpha)$$

alors que le coût de modulation sur brut est de type cumulatif :
il intègre toutes les périodes de $\alpha = 1$ à j .

Nous écrirons donc que la fonction économique à la période j est la somme des deux termes :

$$C_j(X_j, q_\alpha / \alpha = 1, j) + CM_j (q_\alpha / \alpha = 1, j)$$

II - PROCESSUS D'ALLOCATIONS SUCCESSIVES

Nous avons vu en annexe comment un problème d'allocation de type statique pouvait se traiter par la méthode de programmation dynamique. Notre problème de modulation en raffinerie se présente naturellement sous forme dynamique ; le gestionnaire aura pour souci principal, mois après mois ou, d'une façon plus générale à chaque début de période, de prévoir le niveau de la demande par produit et de proposer un niveau de production optimal.

La suite de vecteurs de production détermine une politique :

$$q_j = \begin{vmatrix} q_{Ij} \\ q_{IIj} \end{vmatrix} \quad \text{pour } j = 1, \dots, 12$$

- q_{Ij} = production de gas-oil et de fuel-oil domestique à la période j ,
 q_{IIj} = production des essences à la période j .

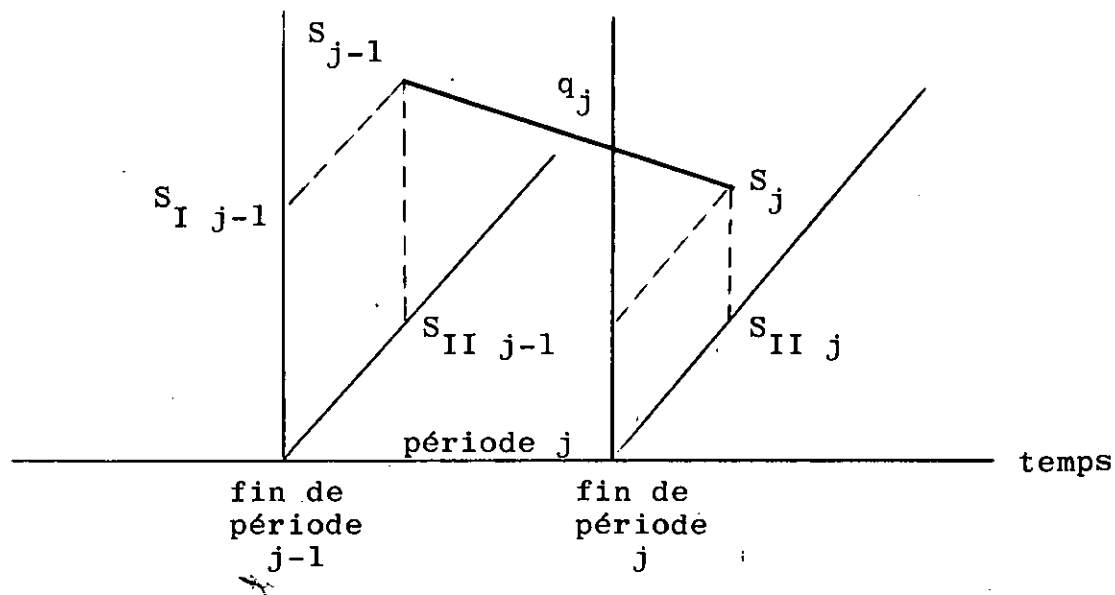
Cette politique est le compromis nécessaire entre la modulation par les stocks avec niveau de production constant et la modulation par la production qui annule le stockage saisonnier. Elle met en balance les divers types de coûts, de manière à maximiser l'utilité totale de l'opération.

A.- Description de la méthode

a) Variables d'état et variables de décision

Il résulte de la définition donnée en annexe de ces deux types de variables, que nous devons choisir pour variable de décision le vecteur de production q_j attaché à la période j et pour variable d'état, le vecteur "état des stocks" S_j , qui résume l'héritage des décisions précédentes.

Nous pouvons illustrer ce choix de variables par la représentation ci-dessous :



Rappelons la relation :

$$S_j = S_{j-1} + q_j - d_j$$

où d_j est le vecteur représentatif de la demande à la période j .

b) Changement de variable d'état

Il apparaît très vite que le choix de l'état des stocks pour variable d'état est inadéquat, bien qu'il semble s'imposer a priori. En effet, pour tabuler l'équation fonctionnelle (cf. annexe I), nous devons déterminer un certain nombre d'états de stocks possibles, dans la limite des capacités disponibles.

Or, ce qui détermine réellement le niveau de stockage à une période donnée, ce sont les mises en stocks successives depuis la période initiale, ou, ce qui revient au même, le cumul des quantités produites depuis la période initiale, à la constante près des enlèvements cumulés.

La relation du paragraphe précédent nous permet d'écrire :

$$S_1 = S_0 + q_1 - d_1$$

$$S_2 = S_1 + q_2 - d_2$$

⋮

$$S_j = S_{j-1} + q_j - d_j$$

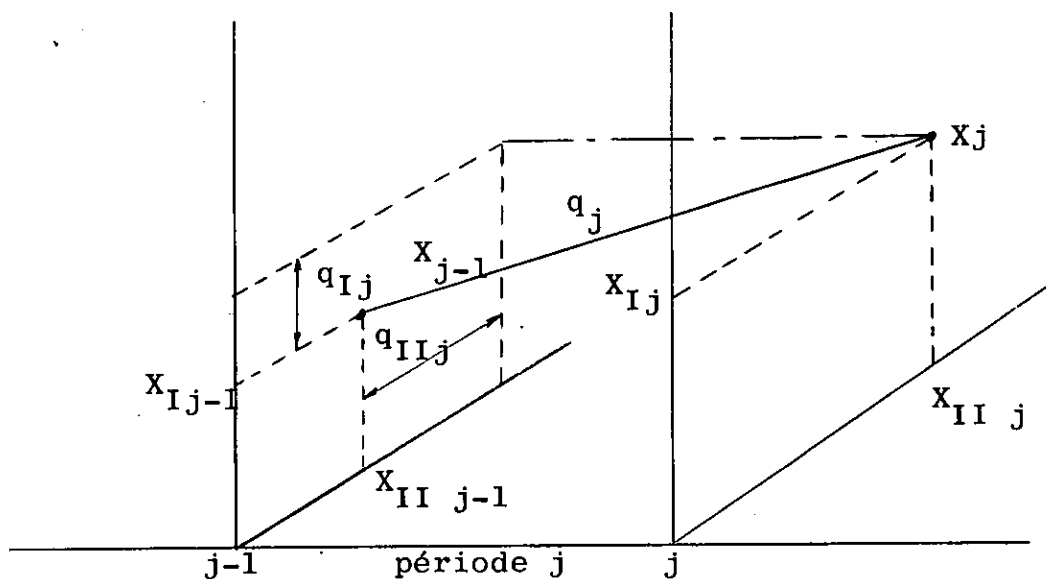
$$S_j = S_j = S_0 + \sum_{\alpha=1}^j q_{\alpha} - \sum_{\alpha=1}^j d_{\alpha}$$

$$S_j = X_j + S_0 - \sum_{\alpha=1}^j d_{\alpha}$$

La formule de changement de variable que nous venons d'établir et le choix de X_j comme nouvelle variable d'état, nous ramène à un processus d'allocations successives à deux dimensions, analogue à celui qui est décrit en annexe.

Du point de vue graphique, les projections orthogonales du vecteur de décision sur les axes de coordonnée de la variable

d'état sont maintenant égales aux composantes du vecteur de décision.



c) Equation fonctionnelle

Pour résoudre le problème de la minimisation des coûts au moyen de la technique des équations fonctionnelles, nous examinerons la classe des problèmes qui consiste à minimiser la fonction

$$C_j (X_j, q_\alpha / \alpha = 1, j)$$

sous les contraintes

$$D \begin{cases} q_\alpha \geq 0 \\ \sum_{\alpha=1}^j q_\alpha \leq \beta \end{cases}$$

Définissons la fonction :

$$F_j (X_j) = \min_{q_j \in D} C_j$$

le minimum étant calculé dans la région définie ci-dessus.

En raisonnant comme nous l'avons fait en annexe pour l'exemple traité, nous obtiendrons aisément la relation de récurrence :

$$F_j(X_j) = \min_{q_j \in D} \left[C_j(X_j, q_{\alpha} / \alpha = 1, j) + F_{j-1}(X_j - q_j) \right]$$

Nous avons là un algorithme simple pour obtenir la solution numérique du problème de minimisation qui nous est soumis.

Il convient auparavant de vérifier que le choix d'une quantité de ressources X_j allouée à l'ensemble de toutes les périodes, de la période 1 à la période j , résume d'une façon unique l'ensemble des décisions qui ont été prises dans ce même intervalle de temps.

La double implication $X_j \Leftrightarrow q_{\alpha}^* / \alpha = 1, j-1, q_j$ nous autorise le calcul de

$$C_j(X_j, q_{\alpha} / \alpha = 1, j)$$

q_{α}^* étant le vecteur production de la période qui rend minimale la fonction F_{α} .

Vérifions cette propriété. Pour la première période, le calcul de $F_1(X_1)$ pour toutes les valeurs du vecteur X_1 est immédiat :

$$X_1 = q_1$$

donc :

$$F_1(X_1) = C_1(q_1)$$

La relation de récurrence donne $F_2(X_2)$ pour tout vecteur X_2 .

$$F_2(X_2) = \min_{q_2 \in D} \left[C_2(X_2, q_2, q_1) + F_1(X_2 - q_2) \right]$$

A ce stade, la détermination du chemin optimal ne présente pas de difficultés puisque $q_1 = X_2 - q_2$; soit q_2 , le vecteur associé au vecteur X_2 donné, ce qui rend minimale $F_2(X_2)$. Faisons l'hypothèse que ce vecteur existe et qu'il est unique.

A la troisième période :

$$F_3(X_3) = \min_{q_3 \in D} \left[C_3(X_3, q_3, q_2, q_1) + F_2(X_3 - q_3) \right]$$

pour tout vecteur X_3 , le choix ayant été fait d'un vecteur q_3 , il nous sera possible de trouver $F_2(X_3 - q_3)$ déjà tabulée et le vecteur q_2^* qui lui est associé.

$$\text{Par suite : } q_1^* = X_3 - q_3 - q_2^* = q_1$$

Nous aurions pu dire que q_1^* est le vecteur qui rend minimale la fonction :

$$F_1(X_3 - q_3 - q_2^*)$$

On montrerait de même que, à tout couple de vecteurs X_j, q_j , on peut associer une suite de vecteurs $q_\alpha^* / \alpha = 1, j-1$. En d'autres termes, le vecteur X_j est un résumé exhaustif des décisions antérieures. Cette propriété est d'autant plus intéressante qu'en raison de la nature des fonctions de coût, le processus n'est pas directement markovien.

B.- Traitement séparé des variables non markoviennes

De tous les coûts que nous avons étudiés au début de ce chapitre, seul le coût de production est indépendant de "l'histoire" du système et du temps.

Le coût des stockages dépend de l'évolution du système jusqu'à la période considérée, en ce sens qu'un dépassement de capacité et la création d'investissements nouveaux à l'une quelconque des périodes précédentes nous conduit à utiliser une nouvelle fonction de coût. Pour le coût de changement de marche, nous devons comparer la production de la période à celle de la période précédente. Quant au coût de modulation sur brut, son calcul est fait à partir de l'historique complet de la production, de toutes les périodes. Ce coût, de type cumulatif, fera l'objet d'une étude particulière.

Pour juger des difficultés d'ordre théorique que présente l'étude de ces coûts, il suffit de se reporter en annexe à l'énoncé du principe d'optimalité donné par A.KAUFMANN et R.CRUON (1) : "Toute sous-politique extraite d'une politique optimale est elle-même optimale".

Cet énoncé introduit une restriction importante dont il nous faudra nous séparer : les coûts de période sont fonction des variables d'état et de la décision de la période et d'elles seules. Nous leverons cette hypothèse progressivement en adaptant notre raisonnement à chacun des cas étudiés.

a) Coût de stockage avec incorporation des investissements nouveaux

Rappelons que nous avons pu décomposer les coûts de stockage par produit en coût fixe et coût proportionnel aux quantités stockées, ces coefficients étant liés à une capacité de stockage donnée.

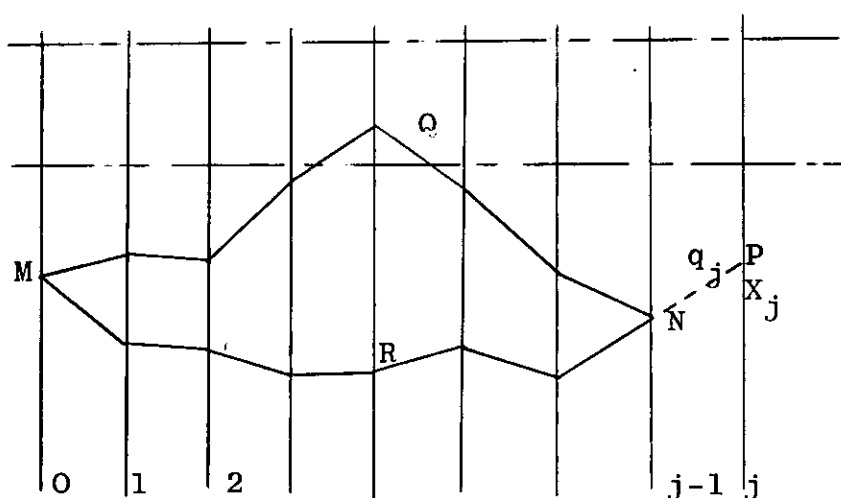
Soit $CS_j(X_j)$ le coût de stockage avec les capacités existantes.

Il apparaît intéressant de savoir si la création de nouvelles capacités ou l'extension des capacités de stockage existantes permet globalement de faire des économies substantielles. Pour cette raison, nous imaginerons un parc de stockage de capacité plus grande auquel est attachée une nouvelle fonction de coût $CS'_j(X_j)$ et supposons en concordance avec la réalité que :

(1) A.KAUFMANN et R.CRUON, "La programmation dynamique", Dunod.

$$CS'_j(x_j) \geq CS_j(x_j), \forall x_j$$

Le raisonnement que nous tiendrons pourra être facilement étendu à plusieurs niveaux de capacité de stockage.



Examinons le problème du calcul de la fonctionnelle $F_j(X_j)$ lors de l'itération correspondant au vecteur q_j . Nous cherchons donc le chemin optimal passant par les points M, N et P.

Nous avons vu précédemment qu'au point N on peut associer à la fonctionnelle $F_{j-1}(X_j - q_j)$ une suite de vecteurs $q_\alpha^* / \alpha = 1, j-1$ qui détermine le chemin optimal MN.

Deux cas peuvent se présenter :

- Le chemin optimal MN est tel qu'à aucun moment les capacités existantes n'ont été dépassées. La fonction coût de stockage entre N et P est $CS_j(X_j)$. La fonctionnelle en P est égale à la fonctionnelle en N, augmentée des coûts.

- Le chemin optimal MN est de type MQN, des investissements nouveaux ont dû être réalisés lors d'une quelconque période précédente. Nous ne sommes pas certains que la politique optimale de M à P en passant par N incorporera le chemin optimal MQN par suite de la différence des coûts de stockage entre N et P, CS_j et CS'_j . Une politique extraite d'une politique optimale n'est plus optimale.

En effet, soit MRN, la meilleure des politiques qui ne fait pas appel à des investissements nouveaux et F_{MRN} la fonctionnelle correspondante.

Trois cas peuvent se présenter :

- $$F_{MQN} + CS'_j(X_j) < F_{MRN} + CS_j(X_j)$$

alors la politique MQN est optimale, ainsi que la politique MQNP.

- $$F_{MQN} + CS'_j(X_j) = F_{MRN} + CS_j(X_j)$$

alors les deux politiques MQNP et MRNP sont équivalentes.

- $$F_{MQN} + CS'_j(X_j) > F_{MRN} + CS_j(X_j)$$

la sous-politique MQN est optimale, mais c'est la politique MRNP qui est optimale de M à P.

En définitive, comme nous venons de l'établir, il n'est pas utile de considérer tous les chemins sous-optimaux de MN pour déterminer la politique optimale, mais seulement deux d'entre eux.

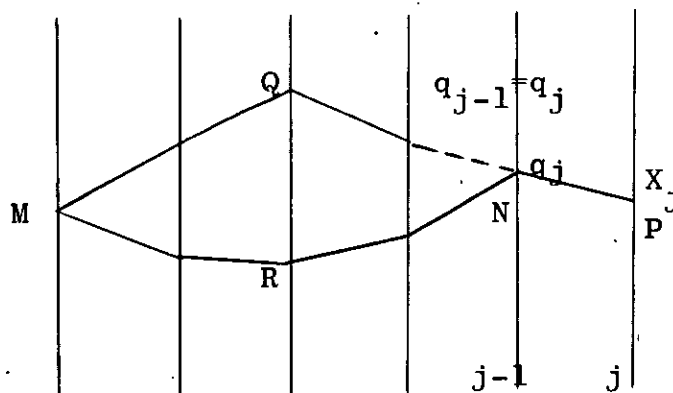
Nous avons là les éléments principaux de l'algorithme qui conduira à la solution numérique de ce problème.

b) Coût de changement de marche

La prise en compte de ces coûts présente d'autant moins d'intérêt que l'approvisionnement en brut de la raffinerie est très diversifié. De ce point de vue, la situation des diverses sociétés pétrolières françaises est très différente, pour certaines;

approvisionnées par faibles contingents de "petits bruts", la durée des "run" (1) en raffinerie est de quelques jours, voire de quelques heures ; pour d'autres, elle est de l'ordre du mois. Il va de soi que lorsque les changements de marche n'interviennent que sur des moyennes établies pour une période, il n'est pas alors nécessaire d'imputer de coûts spécifiques à la rupture de fonctionnement théorique.

Nous avons établi au chapitre 4 de la première partie que ces coûts pouvaient être décomposés en coûts fixes et coûts proportionnels aux différences de production, les seconds étant négligeables par rapport aux premiers. Dans ce cas comme dans le précédent, l'évolution n'étant plus markovienne, il n'est plus vrai qu'une sous-politique extraite d'une politique optimale est optimale.



Si nous cherchons le chemin optimal qui conduit de M à P (X_j donné) par itérations sur le vecteur q_j , nous avons vu qu'au point N de fonctionnelle $F_{j-1}(X_j - q_j)$ pouvait être associé un cheminement

$$q_{\alpha}^* / \alpha = 1, j-1$$

(1) "Run" et marche correspondent à un fonctionnement régulier et stable de la raffinerie :

- avec les mêmes bruts,
- avec les mêmes unités et les mêmes rendements sur unité.

Deux cas se présentent :

- $q_j = q_{j-1}^*$: il n'y a pas de rupture de marche ; le coût de passage de la période j à $j-1$ est nul. Le cheminement MQN optimal de M à N est optimal de M à P en passant par N .
- $q_j \neq q_{j-1}^*$: l'un des deux cheminements MQNP ou MRNP est optimal, nous devons comparer les deux quantités :

$$\begin{aligned} & F_{j-1}(X_j - q_j) + K && \text{pour le cheminement MRNP} \\ \text{et} & F_{j-2}(X_j - 2q_j) + C_{j-1}(q_j) && \text{pour le cheminement MQNP} \end{aligned}$$

$C_{j-1}(q_j)$ étant le coût de période $j-1$ pour le vecteur production $q_{j-1} = q_j$. Du point de vue des coûts, les deux cheminements sont équivalents, exception faite du coût de changement de marche.

Le fait de négliger la partie proportionnelle aux différences de quantité du coût de changement de marche simplifie considérablement le problème et nous conduit dans le pire des cas à l'examen supplémentaire d'un seul chemin sous-optimal.

c) Coût de modulation sur brut

Ce coût, d'un type tout à fait particulier, puisqu'il est calculé pour l'ensemble des périodes considérées, à partir de l'historique complet de la production, ne doit pas être incorporé dans la fonctionnelle attachée à la variable d'état de chaque période.

Pour cette raison, nous écrirons une nouvelle équation fonctionnelle :

$$FC_j(X_j) = \min_{q_j \in D} \left[C_j + CM_j + F_{j-1}(X_j - q_j) \right]$$

CM_j étant le coût de modulation sur brut à la période j ,

$$CM_j(q_j, q_{\alpha}^* / \alpha = 1, j-1)$$

Une fois le vecteur q_j qui rend minimale l'expression entre crochets trouvé, nous écrirons :

$$F_j(X_j) = FC_j(X_j) - CM_j(q_j^*, \dots, q_1^*)$$

Le coût de modulation sur brut n'intervient donc que comme un critère supplémentaire dans le choix du chemin optimal de chaque période, son incorporation dans l'équation fonctionnelle est provisoire, associé à chaque sous-politique, il est de caractère énumératif et non séquentiel.

III - MISE EN OEUVRE DE LA METHODE

Nous avons décrit les principes généraux qui nous ont conduit à utiliser la méthode de programmation dynamique pour le problème de la modulation en raffinerie, par la production ou par les stockages.

Nous exposerons maintenant les méthodes de calcul numérique que nous avons utilisées et qui nous ont permis d'envisager des temps de calcul acceptables sur ordinateur (1).

Par ailleurs, les contraintes spécifiques de ce problème, dues à la réglementation des stocks exposée au chapitre II première partie, et celles commandées par le simple bon sens, nous permettent d'améliorer encore les performances de la méthode et de diminuer l'encombrement des mémoires rapides du calculateur.

(1) Ordinateur "Control Data 6600" de l'Institut Français du Pétrole.

A.- Correspondance des grilles et précision constante

Le choix que nous avons fait d'un processus d'allocation par changement de variable d'état nous permet d'établir une correspondance directe entre le vecteur d'état X_j et le vecteur de décision q_j :

$$X_j = \sum_{\alpha=1}^j q_{\alpha}$$

Cette correspondance facilite la relation avec le système de contrainte du problème et nous permet d'éviter une interpolation fastidieuse et longue dans le domaine à deux dimensions de la variable d'état.

a) Méthode d'interpolation

Le calcul de la fonctionnelle $F_j(X_j)$ s'effectue à l'aide des résultats tabulés de la fonctionnelle $F_{j-1}(X_{j-1})$, comme l'indique l'équation de récurrence ci-après :

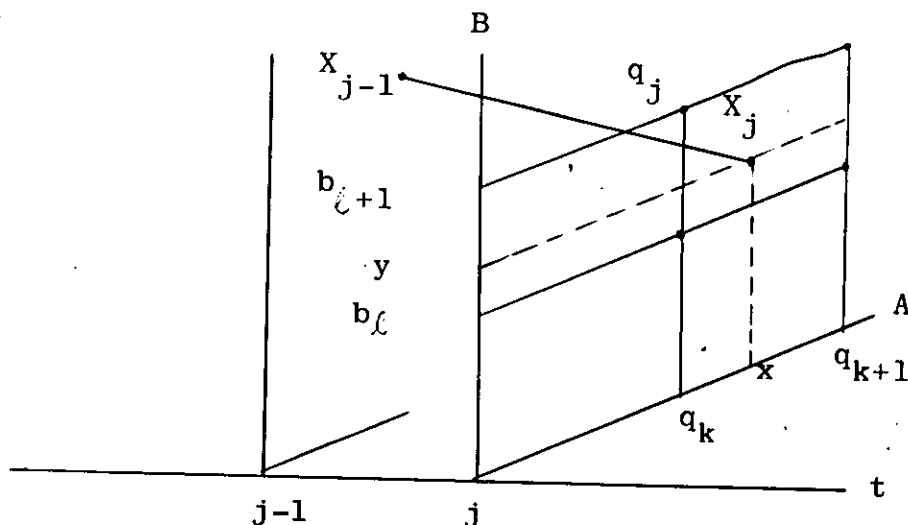
$$F_j(X_j) = \min_{q_j} \left[C_j + F_{j-1}(X_j - q_j) \right]$$

Dans le cas général, le vecteur $(X_j - q_j)$ ne correspond à aucun des vecteurs X_{j-1} déjà tabulés lors de la période précédente.

Désignons par (A,B) et (x,y) les composantes respectives des vecteurs :

$$X_{j-1} \begin{vmatrix} A \\ B \end{vmatrix} \qquad X_j - q_j \begin{vmatrix} x \\ y \end{vmatrix}$$

Soit a_k la plus grande valeur tabulée de A, inférieure à x , et b_ℓ la plus grande valeur tabulée de B, inférieure à y .



Nous ferons l'hypothèse de la double linéarité suivant A et B de la fonctionnelle F_j . Une première interpolation linéaire suivant B nous donne $F_{j-1}(a_k, y)$ et $F_{j-1}(a_{k+1}, y)$.

$$F_{j-1}(a_k, y) = F_{j-1}(a_k, b_\ell) + \frac{y-b_\ell}{b_{\ell+1}-b_\ell} \left[F_{j-1}(a_k, b_{\ell+1}) - F_{j-1}(a_k, b_\ell) \right]$$

$$F_{j-1}(a_{k+1}, y) = F_{j-1}(a_{k+1}, b_\ell) + \frac{y-b_\ell}{b_{\ell+1}-b_\ell} \left[F_{j-1}(a_{k+1}, b_{\ell+1}) - F_{j-1}(a_{k+1}, b_\ell) \right]$$

Par suite, nous obtenons $F_{j-1}(x, y)$ à l'aide d'une interpolation linéaire suivant A.

$$F_{j-1}(x, y) = F_{j-1}(a_k, y) + \frac{x-a_k}{a_{k+1}-a_k} \left[F_{j-1}(a_{k+1}, y) - F_{j-1}(a_k, y) \right]$$

Soit au total trois interpolations pour obtenir la valeur de la fonctionnelle $F_{j-1}(X_j - q_j)$; nous en compterions sept pour un problème à trois dimensions. Si on se souvient que l'équation fonctionnelle devra être résolue un grand nombre de fois, cette méthode devient vite impraticable.

Notre premier souci a donc été de faire en sorte que, à tout vecteur $(X_j - q_j)$ corresponde un vecteur X_{j-1} déjà tabulé qui lui soit égal.

b) Correspondance des grilles de calcul

Le choix étant fait d'un pas de variation pour chacune des composantes du vecteur q_j , nous garderons ce pas constant tout au long des périodes.

$$q_j \left| \begin{array}{l} q_{Ij} = k_1 \Delta_1 + m_1 \\ q_{IIj} = k_2 \Delta_2 + m_2 \end{array} \right. \quad k_1 \text{ et } k_2 \in \mathbb{N}$$

m_1 et m_2 étant les quantités minimales de chacun des produits au-delà desquelles la production n'est pas envisagée. Le vecteur X_j qui cumule les quantités produites de la période 1 à la période j aura pour composantes :

$$X_j \left| \begin{array}{l} A_j = \sum_{\alpha=1}^j q_{I\alpha} = j m_1 + K_1 \Delta_1 \\ B_j = \sum_{\alpha=1}^j q_{II\alpha} = j m_2 + K_2 \Delta_2 \end{array} \right. \quad K_1, K_2 \in \mathbb{N}$$

et le vecteur

$$(X_j - q_j) \left| \begin{array}{l} x = (j-1) m_1 + (K_1 - k_1) \Delta_1 \\ y = (j-1) m_2 + (K_2 - k_2) \Delta_2 \end{array} \right.$$

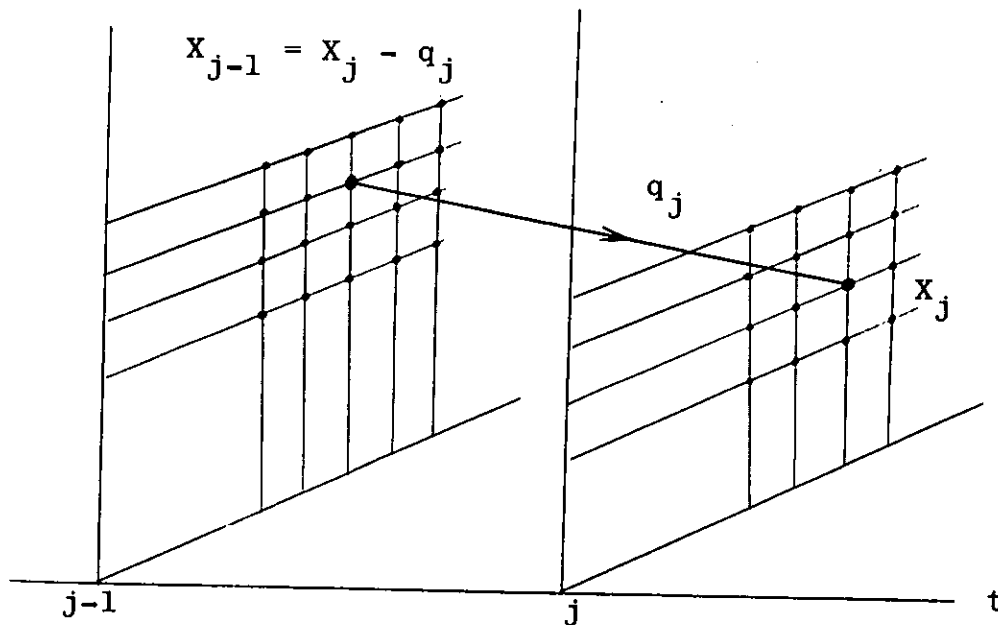
La soustraction étant une opération interne dans \mathbb{Z}
 $(K_1 - k_1)$ et $(K_2 - k_2)$ sont entiers. Il est possible de trouver X_{j-1}
 tabulé,

$$X_{j-1} \left| \begin{array}{l} A_{j-1} = (j-1) m_1 + \lambda_1 \Delta_1 \\ B_{j-1} = (j-1) m_2 + \lambda_2 \Delta_2 \end{array} \right. \quad \lambda_1, \lambda_2 \in \mathbb{N}$$

tel que :

$$\begin{array}{l} \lambda_1 = K_1 - k_1 \\ \lambda_2 = K_2 - k_2 \end{array}$$

Pour chaque calcul de la fonctionnelle F_j , nous ferons
 référence à une seule valeur de la fonctionnelle précédente. Graphi-
 quement, nous obtenons la représentation suivante :



Remarquons que le choix de l'état des stocks, pour variable d'état, n'aurait pas rendu possible cette correspondance ; seule une méthode d'interpolation pouvait être utilisée.

c) Précision constante

Nous avons admis qu'il existait une contrainte minimale pour la production de chacun des produits, soit m_1 et m_2 . Intuitivement, et de la même façon, nous aurions pu imaginer une contrainte maximale liée à la capacité de raffinage existante.

Si la nature physique de ces contraintes est difficile à préciser puisque dans un schéma de raffinage les rendements en produit sont à la fois fonction des bruts traités et du réglage des unités, il en va différemment de leur nature économique.

En effet, l'examen d'une chronique des demandes prévisionnelles fait apparaître que la production de chacun des produits ne saurait être inférieure à la demande minimale, ni supérieure à la demande maximale sans être pénalisée.

Au-delà de ces contraintes économiques, une production qui s'écarte de la demande moyenne fait apparaître des coûts marginaux croissants, sans gain de modulation par les stocks.

Un dépassement de la contrainte minimale serait la conséquence d'un stockage trop important, tandis qu'un dépassement de la contrainte maximale en serait la cause.

Nous écrirons :

$$\begin{aligned} m_1 &= \inf \left\{ d_{Ij} \right\} & , & \quad M_1 = \sup \left\{ d_{Ij} \right\} \\ m_2 &= \inf \left\{ d_{IIj} \right\} & , & \quad M_2 = \sup \left\{ d_{IIj} \right\} \end{aligned}$$

avec :

$$\begin{aligned} m_1 &\leq q_{Ij} \leq M_1 \\ m_2 &\leq q_{IIj} \leq M_2 \end{aligned}$$

Par suite :

$$q_{Ij} = m_1 + k_1 \Delta_1 \quad k_1 = 0, M$$

$$q_{IIj} = m_2 + k_2 \Delta_2 \quad k_2 = 0, P$$

Nous supposons dans tout ce qui suit, qu'un nombre égal de valeurs discrètes aura été retenu pour la production de chacun des produits (c'est-à-dire $M = P$).

$$\Delta_1 = \frac{M_1 - m_1}{P} \quad \Delta_2 = \frac{M_2 - m_2}{P}$$

Le vecteur de décision q_j est donc à précision constante, et le nombre des valeurs discrètes de chaque composante est indépendant de la période. Il est nécessaire, comme nous l'avons vu, de retenir la même précision pour les composantes du vecteur d'état et du vecteur de décision afin d'obtenir la correspondance des grilles de calcul que nous avons souhaitée.

L'intervalle de variation des composantes du vecteur d'état est fonction de la période considérée ; il en sera de même du nombre de valeurs discrètes à tabuler.

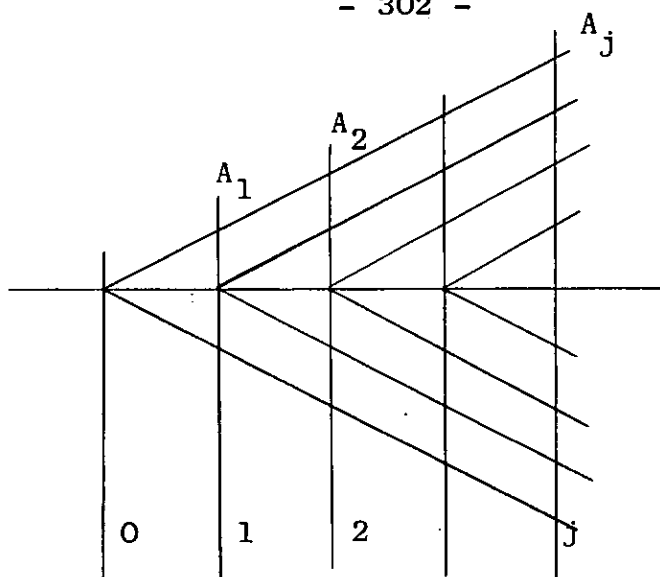
$$m_1 \leq q_{Ij} \leq M_1, \quad \forall j$$

$$A_j = \sum_{\alpha=1}^j q_{I\alpha}$$

Par suite : $j \cdot m_1 \leq A_j \leq j \cdot M_1$

et de la même façon $j \cdot m_2 \leq B_j \leq j \cdot M_2$

Graphiquement, on obtient pour les premières périodes la représentation suivante :



Si P est le nombre de valeurs discrètes de $A_1 = \sum_{I=1}^1 q_{I1}$
 on montre aisément que le nombre de valeurs discrètes à la période
 j est :

$$j \cdot (P-1) + 1$$

Cependant, la contrainte d'allocation totale

$$A_N = \beta_1 = \sum_{j=1}^N d_{Ij}$$

$$B_N = \beta_2 = \sum_{j=1}^N d_{IIj}$$

nous apporte de nouvelles restrictions sur l'intervalle de varia-
 tion de A_j et B_j . En effet, nous avons :

$$m_1 \leq q_{IN} \leq M_1$$

avec la relation

$$A_N - q_{IN} = A_{N-1} \quad , \quad A_N = \beta_1$$

$$q_{IN} = \beta_1 - A_{N-1}$$

donc :

$$m_1 \leq \beta_1 - A_{N-1} \leq M_1$$

$$\beta_1 - M_1 \leq A_{N-1} \leq \beta_1 - m_1$$

De la même façon $\beta_2 - M_2 \leq B_{N-1} \leq \beta_2 - m_2$.

Nous pouvons généraliser ces formules pour la période j :

$$\beta_1 = \sum_{\alpha=1}^N q_{I\alpha}$$

$$\beta_1 = \sum_{\alpha=1}^j q_{I\alpha} + \sum_{\alpha=j+1}^N q_{I\alpha}$$

$$A_j = \sum_{\alpha=1}^j q_{I\alpha} \quad \text{variable d'allocation}$$

$$\beta_1 - A_j = \sum_{\alpha=j+1}^N q_{I\alpha}$$

Dans l'ensemble fini des valeurs de $(\beta_1 - A_j)$, il est maintenant possible de trouver les bornes inférieures et supérieures :

$$\inf \left\{ \beta_1 - A_j \right\} = \inf \sum_{\alpha=j+1}^N q_{I\alpha} = \sum_{\alpha=j+1}^N \inf q_{I\alpha}$$

m_1 est la borne inférieure de l'ensemble des valeurs prises par $q_{I\alpha}$

$$\inf \left\{ \beta_1 - A_j \right\} = (N-j) m_1$$

M_1 est la borne supérieure :

$$\sup \left\{ \beta_1 - A_j \right\} = (N-j) M_1$$

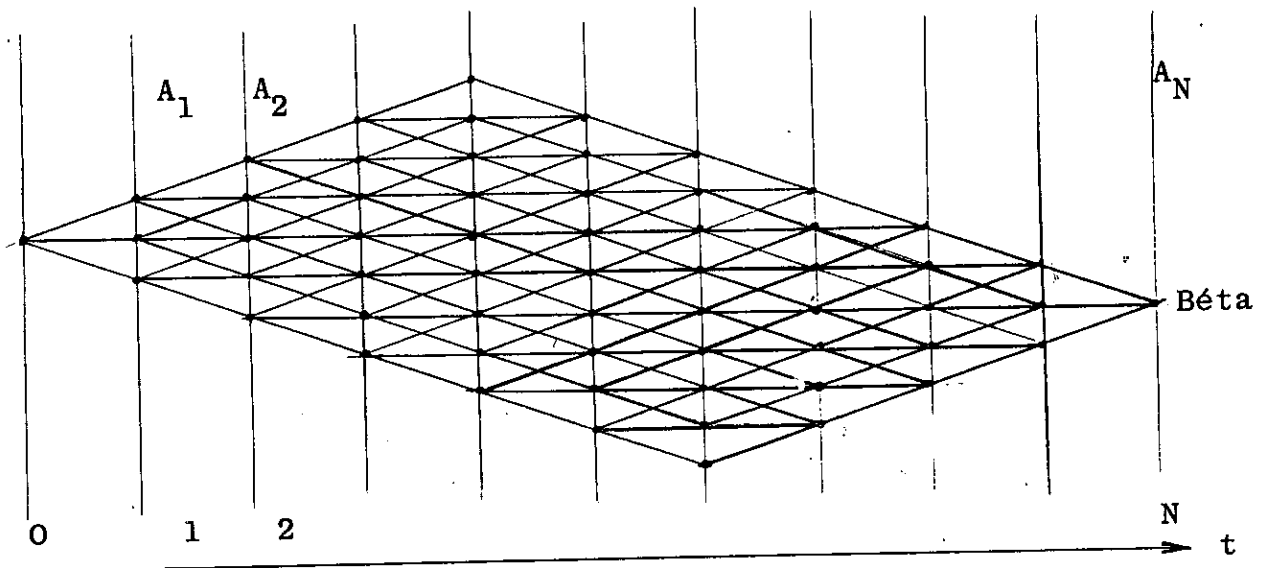
$$(N-j) m_1 \leq \beta_1 - A_j \leq (N-j) \cdot M_1$$

$$\beta_1 - (N-j) M_1 \leq A_j \leq \beta_1 - (N-j) m_1$$

On montrerait de la même façon que :

$$\beta_2 - (N-j) M_2 \leq B_j \leq \beta_2 - (N-j) m_2$$

Du point de vue graphique, cette restriction se traduit par une convergence vers l'allocation totale de l'ensemble des périodes :



Ces quelques observations, qui ont trait à la nature mathématique et numérique du processus, vont nous permettre de déterminer le nombre d'itérations nécessaires et nous donner un ordre de grandeur des temps de calcul.

B.- Nombre d'itérations et contraintes

Nous avons vu en annexe que la méthode de programmation dynamique conduisait à la proportionnalité des temps de calcul avec le nombre des périodes. Compte-tenu des propriétés intrinsèques de ce modèle, il nous a paru intéressant de préciser cette notion en dénombrant les itérations qui conduisent progressivement à la solution optimale.

a) Nombre d'itérations

Nous appellerons itération, tout calcul de la quantité entre crochets ci-dessous, associée au couple de vecteurs X_j, q_j .

$$\left[C_j + F_{j-1} (X_j - q_j) \right]$$

l'intervalle de variation du vecteur q_j ayant été discrétisé de telle sorte que :

$$\begin{cases} q_{Ij} = m_1 + k \Delta_1 \\ q_{IIj} = m_2 + k \Delta_2 \end{cases} \quad k = 0, jP$$

Nous avons retenu le même pas de variation pour les composantes du vecteur X_j ; il en résulte que :

$$\begin{aligned} A_j &= jm_1 + K \Delta_1 \\ B_j &= jm_2 + K \Delta_2 \end{aligned} \quad K = 0, jP$$

La tabulation de la fonctionnelle $F_1(A_1, B_1)$ est immédiate. En effet, les variables d'allocation A_1 et B_1 sont égales aux variables de décision q_{I_1} et q_{II_1} pour la première période.

$$A_1 = \sum^1 q_I = q_{I_1}$$
$$B_1 = \sum^1 q_{II} = q_{II_1}$$

donc

$$F_1(A_1, B_1) = F_1(q_{I_1}, q_{II_1}) = C_1(q_1)$$

A chacun des p^2 vecteurs q_1 on associera les p^2 valeurs de la fonctionnelle F_1 par le seul calcul de $C_1(q_1)$.

PREMIERE PERIODE, p^2 ITERATIONS

Pour la seconde période, la méthode consistera à calculer les valeurs de la fonctionnelle

$$F_2(X_2) = F_2(A_2, B_2)$$

avec nos nouvelles notations.

Il faut remarquer que ce calcul nécessitera un nombre d'itérations variable avec le couplet (A_2, B_2) . En effet, supposons que A_2 par exemple prenne sa valeur minimale, c'est-à-dire :

$$A_2 = 2 m_1 = q_{I_1} + q_{I_2}$$

Comme

$$m_1 \leq q_{I_j} \leq M_1$$

nous ne pouvons associer à cette valeur de A_2 qu'une seule valeur pour la production de la seconde période q_{I_2}

$$q_{I_2} = m_1$$

Un raisonnement analogue pour chacune des valeurs discrètes de A_2 nous a permis d'établir le tableau 1, qui donne pour tout A_2 les valeurs possibles de q_{I_2} .

Il aurait été possible de construire le même tableau de compatibilité pour le couplet (B_2, q_{II_2}) .

Soit α et β les nombres respectifs de valeurs possibles de q_{I_2} et q_{II_2} , compatibles avec un couplet (A_2, B_2) . Alors nous disons que le nombre des itérations qui conduisent au calcul de :

$$F_2 (A_2, B_2) = \min_{q_{I_2}, q_{II_2}} \left[C_2 + F_1 (A_2 - q_{I_2}, B_2 - q_{II_2}) \right]$$

est égal à α multiplié par β .

C'est ainsi que le tableau 2 donne le nombre d'itérations pour chaque couplet (A_2, B_2) .

Il nous reste à dénombrer l'ensemble de toutes les possibilités, par simple sommation de tous les éléments du tableau 2. Nous retrouverons plusieurs progressions arithmétiques dont la somme est connue.

$$\begin{aligned} & 4 \left[\left\{ 1+2+\dots+(P-1) \right\} + 2 \left\{ 1+2+\dots+(P-1) \right\} + \dots (P-1) \cdot \left\{ 1+2+\dots+(P-1) \right\} \right] \\ & + 4 P \left\{ 1+2+\dots+(P-1) \right\} + P^2 \\ & = 4 \left[\left\{ 1+2+\dots+(P-1) \right\}^2 + P \left\{ 1+2+\dots+(P-1) \right\} \right] + P^2 \\ & = 4 \left[P \cdot (P-1) \cdot P \cdot (P+1) \right] \cdot \frac{1}{4} + P^2 \\ & = P^4 \end{aligned}$$

SECONDE PERIODE, P^4 ITERATIONS

Les tableaux 3 et 4 pour la troisième période, nous conduisent à dénombrer :

$$4 \left[\{1+2+\dots+(P-1)\} + 2 \{1+2+\dots+(P-1)\} + \dots + (P-1) \cdot \{1+2+\dots+(P-1)\} \right] \\ + 4 \cdot P \cdot (P+1) \cdot [1+2+\dots+(P-1)] + (P+1)^2 \cdot P^2 \\ = 4 P^4$$

TROISIEME PERIODE, $4 P^4$ ITERATIONS

Nous remarquerons que, à partir de la seconde période, le tableau des itérations présente des invariants dans sa partie centrale. En effet, les restrictions sur les variations des quantités produites ne jouent que pour les P premières valeurs et pour les P dernières valeurs de la variable d'allocation.

Cette remarque nous permet d'établir la relation qui donne le nombre d'itérations de la période N.

En effet, à la période N, on dénombrerait :

$$4 \left[1+2+\dots+(P-1) \right]^2 + 4 \left[(N-2) P + 1 \right] \cdot P \cdot \left[1+2+\dots+(P-1) \right] \\ + \left[(N-2) \cdot P + 1 \right]^2 \cdot P^2 \\ = (N-1)^2 \cdot P^4$$

PERIODE N; $(N-1)^2 \cdot P^4$ ITERATIONS

C'est ainsi que l'on retrouve :

- | | | | |
|-----------------------------|-------|---------|------------|
| - pour la seconde période | (N=2) | P^4 | itérations |
| - pour la troisième période | (N=3) | $4 P^4$ | itérations |
| - pour la quatrième période | (N=4) | $9 P^4$ | itérations |

TABLEAU 1

VALEURS COMPATIBLES DE A_2 et Q_{12}

$Q_{12} \backslash A_2$	$2m_1$	$2m_1 + \Delta_1$				$2m_1 + p\Delta_1$ $m_1 + M_1$						$2M_1 - \Delta_1$	$2m_1 + 2p\Delta_1$ $2M_1$
m_1	1	1	1		1	1	1	0	0	0		0	0
$m_1 + \Delta_1$	0	1	1		1	1	1	1	0	0		0	0
					1	1	1	1	1	0		0	0
	0	0	0		1	1	1	1	1	1		1	0
$M_1 - \Delta_1$	0	0	0			1	1	1	1	1		1	1
$m_1 + p\Delta_1$ M_1	0	0	0				1	1	1	1		1	1
	1	2	3			P - 1	P	P - 1				3	2

TABLEAU 2

NOMBRE D'ITERATION ASSOCIE A CHAQUE VALEUR DU COUPLET (A_2, B_2)

$2m_1 + 3P\Delta_1$	1	2	3		$(P-1)$	P	$(P-1)$		3	2	1
	2	4	6		$2(P-1)$	2 P	$2(P-1)$		6	4	2
	3	6	9		$3(P-1)$	3 P	$3(P-1)$		9	6	3
	$(P-1)$				$(P-1)^2$	$P(P-1)$	$(P-1)^2$		$3(P-1)$	$2(P-1)$	$(P-1)$
$2m_1 + P\Delta_1$	P	2 P	3 P		$P(P-1)$	P^2	$P(P-1)$		3P	2P	P
	$(P-1)$	$2(P-1)$	$3(P-1)$		$(P-1)^2$	$P(P-1)$	$(P-1)^2$		$3(P-1)$	$2(P-1)$	$(P-1)$
$2m_1 + 2\Delta_1$	3	6	9		$3(P-1)$	3P			9	6	3
$2m_1 + \Delta_1$	2	4	6		$2(P-1)$	2P			6	4	2
$2m_1$	1	2	3		$(P-1)$	P	$(P-1)$		3	2	1
A_2 / B_2	$2m_2$	$2m_2 + \Delta_2$	$2m_2 + 2\Delta_2$			$2m_2 + P\Delta_2$					$2m_2 + 3P\Delta_2$

TABLEAU 3

VALEURS COMPATIBLES DE A_3 et Q_{13}

A_3 q_{13}	$3m_1$	$3m_1 + \Delta_1$	$3m_1 + 2\Delta_1$				$2m_1 + M_1$					$m_1 + 2M_1$							
m_1	1	1	1		1	1	1	1	1		1	1	1	1	0	0		0	0
$m_1 + \Delta_1$	0	1	1		1	1	1	1	1					1	0			0	0
$m_1 + 2\Delta_1$	0	0	1		1	1	1	1	1						1			0	0
$M_1 - 2\Delta_1$	0	0	0		1	1	1	1	1		1	1	1	1	1			1	0
$M_1 - \Delta_1$	0	0	0		0	1	1	1	1		1	1	1	1	1			1	1
M_1	0	0	0		0	0	1	1	1		1	1	1	1	1			1	1
	1	2	3		P.2	P.1	P	P	P		P	P	P	P	P.1	P.2		3	2

TABLEAU 4

NOMBRE D'ITERATION ASSOCIE A CHAQUE VALEUR DU COUPLET (A_3, B_3)

$3M_1$	1 2	2 4		P-1 P P		P P	P-1		2 4	1 2
	P-1									P-1
$3m_1 + 2PA_1$	P P	2P 2P		P(P-1) P(P-1)	P-1 P-1	P-1 P-1				P P
	P P	2P 2P		P(P-1) P(P-1)	P-1 P-1	P-1 P-1				P P
$3m_1 + PA_1$										
	P-1 P-2	2(P-1) 2(P-2)		(P-1) ² (P-2) ²						P-1
$3m_1 + \Delta_1$	2	4			2P 2P				2P 2P	4 2
$3m_1$	1	2		P-2 P-1	P P				P P	2 1
A_3 / B_3	$3m_2$	$3m_2 + \Delta_2$			$3m_2 + PA_2$				$3m_2 + 2PA_2$	$3m_2$

La somme de toutes les itérations de la première période à la n ème s'en déduit aisément à partir de la formule qui donne la somme des carrés des n premiers nombres entiers.

Soit I_N , le nombre cumulé des itérations à la période N :

$$I_N = p^2 \left[1 + p^2 \frac{(N-1).N.(2N-1)}{6} \right]$$

Remarquons que dans cette méthode à précision constante, le nombre d'itérations varie comme la puissance troisième du nombre des périodes, c'est là une différence importante avec la méthode classique dans laquelle I_N est proportionnel au nombre de périodes. Moins performante que la méthode classique, elle présente l'avantage d'être plus logique et plus précise pour la définition de l'état des stocks, tout en réduisant considérablement les calculs de chaque itération par la correspondance des grilles. Nous verrons d'ailleurs que cet inconvénient disparaît au bout d'un certain nombre de périodes, par le fait des contraintes de stock.

b) Les contraintes de stock

A propos de la précision constante, nous avons établi certaines restrictions dans le domaine des variables d'allocation X_j . Ces restrictions peuvent se résumer sous la forme des deux formules suivantes établies pour chacune des composantes du vecteur d'allocation.

$$\begin{aligned} \text{Sup } \left\{ jm_1, \beta_1^{-(N-j)}.M_1 \right\} &\leq A_j \leq \text{inf } \left\{ jM_1, \beta_1^{-(N-j)}m_1 \right\} \\ \text{Sup } \left\{ jm_2, \beta_2^{-(N-j)}.M_2 \right\} &\leq B_j \leq \text{inf } \left\{ jM_2, \beta_2^{-(N-j)}m_2 \right\} \end{aligned}$$

A ces contraintes, qui résultent de la méthode choisie,

nous devons associer celles qui sont liées au problème particulier du stockage dans l'industrie pétrolière.

Nous avons vu au chapitre II de la première partie que l'Etat Français impose aux sociétés le stockage de réserve du quart des quantités d'essences et de gas-oil livrées à la consommation au cours des douze mois précédents.

Compte-tenu de la substitution possible en pétrole brut d'un certain quota de ces produits finis, il existe donc un seuil minima de stockage en essence et gas-oil. Ce seuil atteint, les quantités produites devront être supérieures aux quantités livrées à la consommation. Le calcul fait à partir des douze mois précédents a pour effet de désaisonnaliser la courbe de stockage légal; seule persiste la tendance croissante pour ces deux grandes catégories de produits.

Graphiquement, nous représenterons cette contrainte minimale par une succession de points alignés sur une droite de pente positive, bien que ce schéma ne corresponde plus à la réalité par le changement de variable d'état qui nous a fait passer de l'état des stocks à l'allocation cumulée des périodes précédentes. Nous admettrons que la courbe de demande cumulée est suffisamment amortie pour que cette représentation ne soit pas totalement incorrecte.

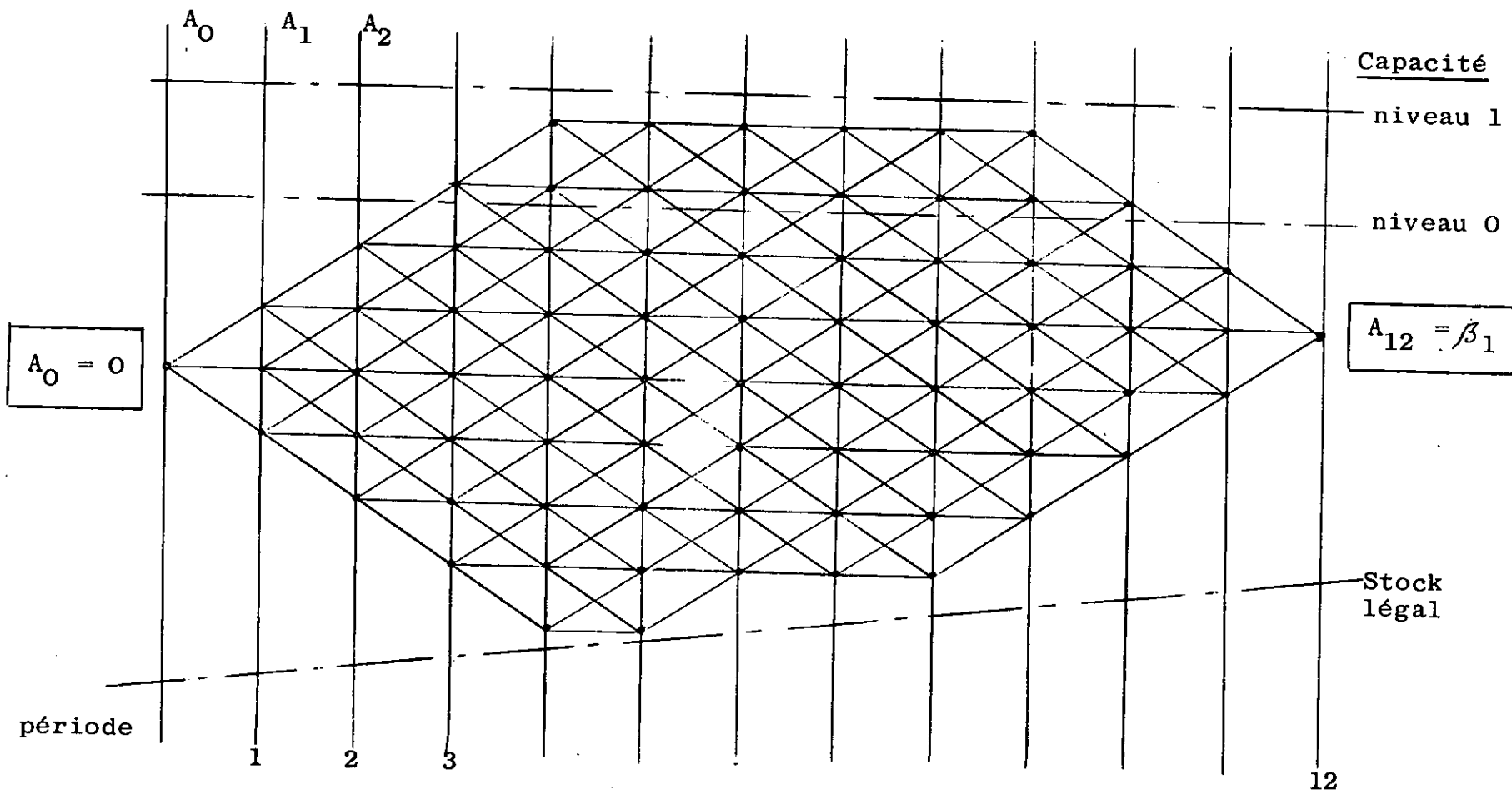
$$X_j = S_j - S_0 + \sum_{\alpha=1}^j d_{\alpha}$$

Il existe un autre type de contraintes de stockage lié au problème par sa formulation;

Nous avons fait l'hypothèse que la société pétrolière disposait d'un certain parc de stockage et que des investissements nouveaux permettent d'augmenter par paliers les capacités de stockage. Plusieurs paliers peuvent être ainsi envisagés ; nous avons choisi d'en prendre un seul, estimant que le problème essentiel est de savoir s'il convient, ou s'il ne convient pas, de réaliser de tels investissements.

Nous avons quelque peu arbitrairement représenté ces contraintes maximales par des droites parallèles.

METHODE D'ALLOCATION ET CONTRAINTES DE STOCK



L'examen du graphique ci-avant nous montre qu'après un certain nombre de périodes, le domaine des X_j est considérablement réduit. Ces contraintes limiteront considérablement le nombre d'itérations dans les dernières étapes du processus.

Si la relation que nous avons établie au paragraphe précédent nous donne bien le nombre d'itérations pour les premières périodes :

$$I_N = p^2 \left[1 + p^2 \frac{(N-1) \cdot N \cdot (2N-1)}{6} \right]$$

remarquons que le principe qui veut qu'en programmation dynamique le nombre d'itérations soit proportionnel au nombre de périodes, se trouve à nouveau vérifié dès que le domaine des X_j se trouve limité par les contraintes extrémales du problème. Dans cette situation, nous avons approximativement :

$$S_L = S_O + N (d_{\max} - d_{\min})$$

S_L = stock légal supposé constant
 S_O = stock initial.

Le nombre d'itérations correspondant est $(N-1)^2 \cdot p^4$.
Il demeure invariant pour les périodes ultérieures.

Comme nous l'avons déjà remarqué lorsque nous avons comparé programmation dynamique et programmation linéaire au premier chapitre de cette seconde partie, des contraintes supplémentaires pour les variables d'état ou de décision rendent la programmation dynamique encore plus performante, alors que les temps de calcul augmentent exponentiellement avec le nombre des contraintes en programmation linéaire.

IV - CALCUL NUMERIQUE EN PROGRAMMATION DYNAMIQUE

Notre but n'est pas ici d'exposer le détail des calculs, ni même celui des algorithmes qui nous ont permis de tester notre modèle. Ces études, souvent délicates, n'en présentent pas moins un grand intérêt, certains artifices, certaines subtilités, peuvent conduire à un gain de temps machine appréciable.

La réduction de l'encombrement des mémoires rapides de l'ordinateur est aussi un point sur lequel nous avons travaillé ; il nous permettra éventuellement d'atteindre une troisième dimension par intégration des fuels lourds à notre programme séquentiel.

Cependant, nous avons voulu conserver à cette étude son caractère théorique. Des méthodes numériques, maintenant classiques en programmation dynamique nous ont permis :

- soit d'améliorer les performances de la méthode par détermination d'un canal de trajectoire optimal,
- soit de simplifier les algorithmes de calcul avec la technique des multiplicateurs de LAGRANGE,
- soit d'explorer les chemins quasi-optimaux avec les méthodes de K-optimalité, et de mesurer ainsi le coût de l'écart par rapport à l'optimum.

A. - Canal de trajectoire

Cette méthode simple, nous conduira à l'examen d'un nombre limité de valeurs possibles des variables d'état. La réduction des temps de calcul en machine qui en découle sera obtenue en effectuant plusieurs recherches optimales successives de précision croissante, lorsque les fonctions économiques s'y prêtent.

On remarque en effet que les fonctions économiques des problèmes concrets sont très peu perturbés. Cette observation est d'autant plus caractéristique que l'optimum est difficile à appréhender physiquement.

En effet, plus la fonction économique dépend d'un grand nombre de variables et moins ses variations sont fréquentes et

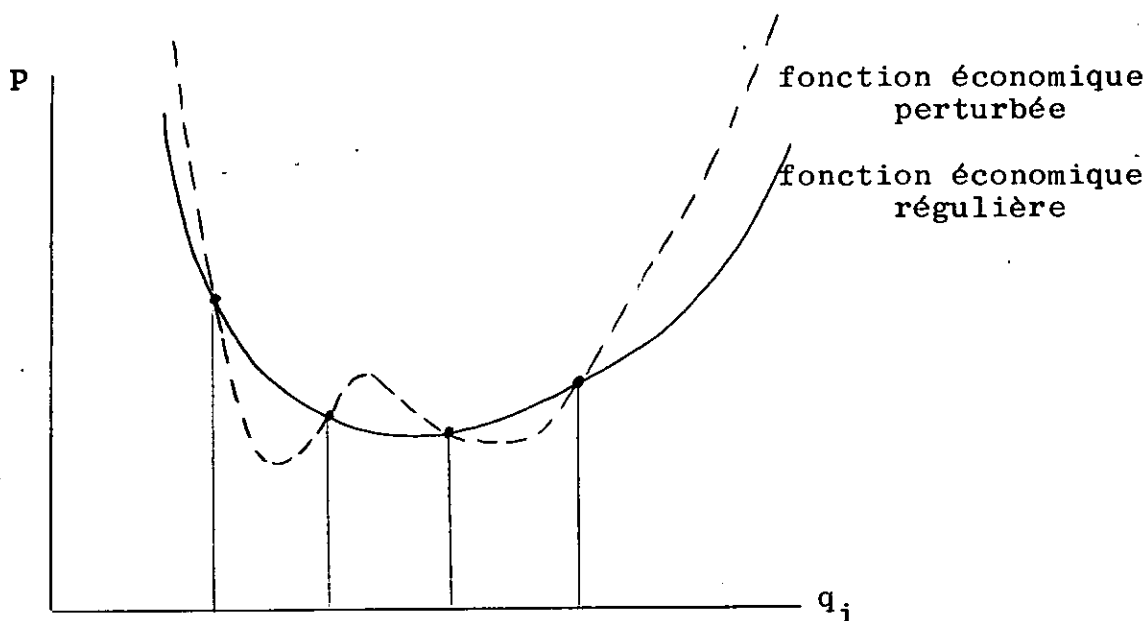
brutales. Dans notre problème de variables bornées,

$$d_{\min_i} \leq q_{ij} \leq d_{\max_i}$$

seul le coût de changement de marche peut provoquer certaines irrégularités pour la fonction économique. Or nous avons déjà noté le faible poids de ce coût.

La méthode consiste alors à réaliser un échantillonnage parmi les valeurs discrètes possibles du vecteur de décision, de telle sorte que toutes les dérivées partielles de la fonction économique par rapport aux composantes du vecteur restent de même signe entre deux valeurs consécutives.

En d'autres termes, les valeurs de la fonction économique en ces points particuliers doivent être significatives. Il n'existe pas d'extremums partiels entre deux valeurs consécutives du vecteur de décision.



Nous avons vu que le nombre de valeurs discrètes intervenait à la puissance quatrième dans le nombre des itérations. Les temps de calcul seront donc très sensibles à toute réduction du nombre des valeurs examinées.

$$q_{Ij} = m_1 + k \cdot 1$$

$$q_{IIj} = m_2 + k \cdot 2$$

$$k = 0, P$$

multidimensionnelle, elle repose sur l'équivalence des deux problèmes suivants :

Premier problème :

Soit à minimiser

$$\sum_{j=1}^N \left[c_j (q_{I_1} \cdots q_{I_j}, q_{II_1} \cdots q_{II_j}) + \lambda q_{II_j} \right]$$

sous les contraintes

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^N q_{I_j} = \beta_1, q_{I_j} \geq 0 \\ q_{II_j} \geq 0 \end{cases}$$

Second problème :

Soit à minimiser

$$\sum_{j=1}^N c_j (q_{I_1} \cdots q_{I_j}, q_{II_1} \cdots q_{II_j})$$

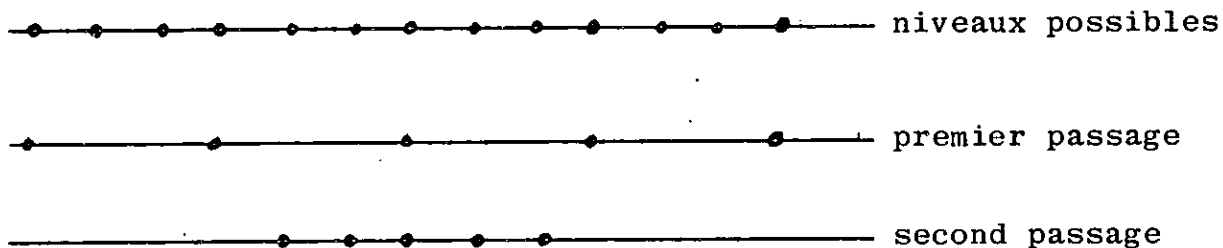
sous les contraintes

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^N q_{I_j} = \beta_1, q_{I_j} \geq 0 \\ \sum_{j=1}^N q_{II_j} = \beta_2, q_{II_j} \geq 0 \end{cases}$$

Une démonstration élégante de cette équivalence est donnée par BELLMAN (1), en raisonnant par l'absurde.

(1) R. BELLMAN, "Applied dynamic programming", Princeton

Pour notre problème, nous avons pris $P = 13$. Globalement treize niveaux de production sont envisagés pour chacun des produits. Cependant, lors d'un premier passage, cinq niveaux seulement seront examinés, puis cinq à nouveau lors d'un second passage.



Dans cet exemple, les temps de calcul ont été divisés par :

$$\frac{(13)^4}{2 \cdot (5)^4} \# 23$$

B.- Technique du multiplicateur de LAGRANGE

En programmation dynamique, la technique du multiplicateur de LAGRANGE consiste, dans un premier temps, à libérer certaines variables de leur système de contraintes initial en leur donnant un poids variable avec les paramètres λ . Un problème multidimensionnel peut être ainsi ramené à un problème uni-dimensionnel qui devra être résolu plusieurs fois avec des λ variables, jusqu'à ce que l'optimum trouvé satisfasse à l'ensemble des contraintes du problème.

L'utilisation des multiplicateurs de LAGRANGE en programmation dynamique fut notée pour la première fois par BELLMAN (1). Cette technique est fondamentale en programmation

(1) R. BELLMAN, "Dynamic programming and Lagrange Multipliers" Proc. Nat. Acad. Sci. USA, Vol. 42, 1956.

Soit $\left\{ \bar{q}_{I_j}(\lambda) \text{ et } \bar{q}_{II_j}(\lambda), j = 1, N \right\}$ l'ensemble des valeurs optimales qui minimise la fonction économique du premier problème.

Supposons qu'il existe un ensemble $\left\{ q_{I_j}, q_{II_j}, j=1, N \right\}$ différent du précédent, qui minimise la fonction économique du second problème. Alors :

$$\sum_{j=1}^N c_j (q_{I_1} \dots q_{I_j}, q_{II_1} \dots q_{II_j}) < \sum_{j=1}^N c_j (\bar{q}_{I_1} \dots \bar{q}_{I_j}, \bar{q}_{II_1} \dots \bar{q}_{II_j})$$

Les contraintes du premier et du second problèmes imposent que :

$$\sum_{j=1}^N \bar{q}_{I_j} = \sum_{j=1}^N \bar{q}_{II_j} = \beta_1$$

donc :

$$\sum_{j=1}^N c_j (q_{I_1} \dots q_{I_j}, q_{II_1} \dots q_{II_j}) + \lambda \sum q_{I_j} < \sum_{j=1}^N c_j (\bar{q}_{I_j}, \bar{q}_{II_j}) + \lambda \bar{q}_{I_j}$$

ce qui est contraire à l'hypothèse.

En effet, l'ensemble $\left\{ \bar{q}_{I_j}, \bar{q}_{II_j}, j=1, N \right\}$ minimise la fonction économique du premier problème.

Remarquons que le premier problème est de dimension 1, d'une façon générale on démontre que tout problème multidimensionnel peut se ramener à un problème unidimensionnel.

a) Nouvelle équation fonctionnelle

Ecrivons la nouvelle équation fonctionnelle de notre problème :

$$F_j(A_j) = \min_{q_{I_j}, q_{II_j}} \left[C_j(q_{I_1} \dots q_{I_j}, q_{II_1} \dots q_{II_j}) + \lambda q_{II_j} + F_{j-1}(A_j - q_{I_j}) \right]$$

avec
$$A_j = \sum_{\alpha=1}^j q_{I_\alpha}$$

ou encore :

$$F_j(A_j) = \min_{q_{I_j}} \left[\min_{q_{II_j}} \left[C_j + \lambda q_{II_j} \right] + F_{j-1}(A_j - q_{I_j}) \right]$$

assorti des contraintes :

$$\left\{ \begin{array}{l} A_N = \sum_{\alpha=1}^N q_{I_\alpha} = \beta_1, \quad q_{I_j} \geq 0 \\ q_{II_j} \geq 0 \end{array} \right.$$

Le problème consiste maintenant à calculer pour une valeur donnée du paramètre λ les tableaux $F_j(A_j)$. A chaque valeur de la fonctionnelle $F_j(A_j)$ seront associées les variables de décision q_{I_j} et q_{II_j} qui la minimisent.

Nous pouvons, au demeurant, vérifier que le calcul de C_j est possible en tenant compte des précisions que nous avons apportées précédemment pour le calcul séparé des variables non markoviennes.

Il apparaît clairement que cette technique permettra de réduire considérablement l'encombrement des mémoires puisque

les tables bidimensionnelles $F_j(A_j, B_j)$ ont été remplacées par les tables unidimensionnelles $F_j(A_j)$.

En outre, on peut montrer que le nombre d'itérations est beaucoup plus faible dans de bonnes conditions de convergence du paramètre λ .

b) Nombre d'itérations et convergence du paramètre

Pour résoudre le problème précédent, on peut procéder de la manière suivante :

- fixer λ et résoudre le problème à une dimension,
- calculer $B_N = \sum_{II_j}^N q_{II_j}$ et comparer B_N à β_2

Dans le cas où $B_N \neq \beta_2$, fixer une nouvelle valeur pour λ et résoudre à nouveau le problème jusqu'à ce que $\beta_2 = B_N$.

Il apparaît que dans la plupart des cas et sous certaines hypothèses pour la fonction économique, que B_N est une fonction monotone décroissante de λ . La preuve rigoureuse en est difficile ; cependant, on trouvera en bibliographie d'excellentes études sur ce sujet.

Il suffit donc en général de quelques itérations pour atteindre la valeur désirée de B_N (de l'ordre de trois ou quatre). Nous ne discuterons pas ces chiffres, le nombre d'itérations étant diminué à chaque passage dans des proportions bien supérieures.

En effet, reportons-nous aux tableaux 3 et 4 de ce chapitre pour observer qu'à la période j , nous calculerons $j(P-1)+1$ valeurs de la fonctionnelle $F_j(A_j)$.

Puisqu'avant la fin des calculs nous ne connaissons pas B_N , aucune restriction ne peut être imposée aux variations

de q_{IIj} .

$$q_{IIj} = m_2 + k \Delta_2, \quad k = 0, P$$

Par contre, celles établies pour q_{Ij} demeurent. Le nombre d'itérations à la j ème période est donc :

$$P \cdot \left[2(1+2+\dots+(P-1)) + P \cdot \left\{ (j-2) P + 1 \right\} \right] \\ = P^3 (j-1)$$

Nous en déduisons le nombre cumulé des itérations de la période 1 à la période N :

$$I_N = \frac{N(N-1)}{2} P^3$$

En conclusion, nous présenterons une application numérique des formules établies ci-avant avec ou sans utilisation de la technique des paramètres de LAGRANGE, compte-tenu des hypothèses suivantes :

- A partir d'une certaine période de rang M, les contraintes physiques du problème sont atteintes, le nombre d'itérations est constant pour les (N-M) périodes restantes.
- La convergence du paramètre λ nécessite un nombre d'itérations égal au nombre de valeurs discrètes prises par chacune des variables de décision (c'est-à-dire P).

Pour le processus d'allocation à deux dimensions, nous avons trouvé comme nombre d'itérations :

$$P^2 \left[1 + P^2 \frac{(M-1) \cdot M \cdot (2M-1)}{2} \right] + (N-M) (M-1)^2 P^4$$

et

$$2 \sum_{j=1}^{N/2} \left[j(P-1) + 1 \right]^2$$

$$= \frac{N}{12} (P-1) \cdot (N+2) \cdot (NP-N+P+5) + N$$

mémoires utilisées pour le calcul de la fonctionnelle $F_j(A_j, B_j)$.

Avec la technique des paramètres de LAGRANGE nous obtenons comme nombre d'itérations :

$$P. \left[\frac{M.(M-1)}{2} p^3 + (N-M)(M-1) p^3 \right]$$

et comme nombre de mémoires occupées par $F_j(A_j)$

$$2 \sum_{j=1}^{N/2} [j(P-1) + 1]$$
$$= \frac{N^2}{4} (P-1) + \frac{N}{2} (P + 1)$$

Une simple application numérique avec :

$$P = 10$$
$$M = 4$$
$$N = 12$$

conduit au résultat ci-dessous :

	Nombre d'itérations	Mémoires occupées
Processus bidimensionn.	1 140 000	15 510
Paramètres de Lagrange	300 000	390

C.- Etude de la sensibilité en programmation dynamique
K - Optimalité

Le responsable d'un problème réel se trouve en général bien démuni lorsque l'analyste lui présente une solution "optimale". Doit-il se conformer scrupuleusement aux résultats d'un calcul bien souvent imparfait et quelquefois arbitraire, ou s'en écarter quelque peu sans en connaître les conséquences économiques.

Nous montrerons ici que des algorithmes spécifiques à la programmation dynamique discrète permettent de déterminer les premières politiques sous-optimales.

Lorsque l'on étudie des problèmes qui sont de nature combinatoire, par essence ou par artifice, et qui conduisent à l'énumération d'un grand nombre de solutions possibles, il est intéressant de déterminer non seulement "la meilleure politique", mais celles qui s'en rapprochent le plus et qui pour des raisons de nature non économique pourront lui être préférées.

En effet, un modèle mathématique ne peut représenter la réalité qu'imparfaitement, la conséquence en est une certaine schématisation qui laisse de côté :

- la nature fine ("les détails"),
- les composantes difficilement formalisables,
- et "ce que nous ignorons plus ou moins".

Des algorithmes pour l'exploration au voisinage de l'optimum en programmation dynamique ont été mis au point. Ils reposent tous sur le théorème de K - optimalité.

"Si $\omega_{ON} = (\bar{x}_0, \bar{x}_1, \dots, \bar{x}_N)$ est une politique K-optimale, la sous-politique $\omega_{nN} = (\bar{x}_n, \bar{x}_{n+1}, \dots, \bar{x}_N)$, formée des (N-n+1) dernières composantes de ω_{ON} , est i-optimale de \bar{x}_n à $n = N$ avec $i \leq K$ " (1).

(1) A.KAUFMANN et R.CRUON, "Etude de la sensibilité en programmation dynamique : politiques K-optimales en avenir certain", Revue Française de Recherche Opérationnelle, Vol.32, 1964, p.293 à 302.

Nous n'examinerons pas ici le détail des algorithmes proposés par les auteurs, mais nous citerons A.DELEDICQ (1) dans son exposé des remarques et hypothèses retenues par chacun d'eux.

Pour l'algorithme de A.KAUFMANN et R.CRUON, il note :

"Supposons trouvée la politique 1-optimale à partir de X et qu'elle consiste à choisir d'abord $y \in \Gamma(x)$ et à suivre à partir de ce sommet la politique 1 optimale.

Alors la politique 2-optimale à partir de X est la meilleure des politiques suivantes :

- choisir y et suivre la politique 2-optimale à partir de ce sommet,
- choisir $y' \in \Gamma(x)$, $y' \neq y$ et suivre la politique 1-optimale à partir de ce sommet".

x, sommet d'un graphe séquentiel associé au processus,
y, sommet de la période précédente,
 $\Gamma(x)$, une application qui fait correspondre les sommets d'une période à ceux de celle qui la précède immédiatement.

Pour son algorithme, dit algorithme à réflexion, A.DELEDICQ observe :

"Supposons trouvée la politique 1-optimale à partir de x_0 . Alors pour connaître la politique 2-optimale à partir de x_0 , il suffit de connaître les sous-politiques 2-optimales à partir des sommets du graphe appartenant à la politique 1-optimale, et les sous-politiques 1-optimales à partir des autres sommets, et celles là seulement.

De même, pour connaître la politique K-optimale à partir de x_0 , il est inutile de connaître toutes les politiques i-optimales ($i \leq K$) à partir de tous les sommets du graphe".

(1) A.DELEDICQ, "Programmation dynamique discrète. K-optimums d'un problème séquentiel", Revue Française de Recherche Opérationnelle, août 1968, p.13-32.

Ces deux remarques, et en particulier la seconde, présentent un grand intérêt ; elles permettent dans la plupart des cas de travailler avec des algorithmes plus rapides que celui initialement proposé par BELLMAN et KALABA (1). Cependant, elles supposent, sans le dire, que le processus est markovien, c'est-à-dire que la fonction économique d'une période à l'autre ne dépend que des décisions prises entre ces deux périodes et que d'elles seulement. Or les coûts de changement de marche, de modulation sur brut et de stockage avec capacité variable, qui font l'originalité de ce processus, ne sont justement pas directement markoviens.

Nous nous sommes reportés à l'équation fonctionnelle de BELLMAN et KALABA qui, dans sa généralité, nous permet de résoudre notre problème.

Soit $F_j^{(i)}(X_j)$ la fonctionnelle d'ordre i (i -optimale) de la période j .

$$F_j^{(i)}(X_j) = \min_{q_j}^{(i)} \left[C_j + F_{j-1}^{(k)}(X_j - q_j) \right]$$

$$k \in \{1, 2, \dots, i\}$$

Ce calcul doit être exécuté i fois en chaque sommet X_j et les résultats sont enregistrés en mémoire. Par ailleurs, le nombre d'itérations est, lui aussi, multiplié par l'ordre d'optimalité i , puisque toutes les combinaisons (i, k) , $k \in \{1, 2, \dots, i\}$ sont examinées.

Si on se réfère aux résultats obtenus précédemment pour le nombre des mémoires occupées et des itérations effectuées d'un problème simple, on se rend compte que la saturation des calculateurs modernes est atteinte lorsque i devient grand.

(1) BELLMAN et KALABA, "On k -best policies", J.Soc.industr.Appl. Math, 8, 4 décembre 1960, p.582-588.

En pratique, on ne saurait dépasser le troisième ou le quatrième ordre d'optimalité. Il semble par contre plus intéressant de déterminer un pas de discrétisation, des variables de décision convenable, qui fait apparaître des solutions quasi-optimales essentiellement différentes de la politique optimale. Le compromis devant être fait entre un pas de discrétisation important qui permet d'atteindre les optimums locaux s'ils existent et un pas faible, qui permet d'atteindre une plus grande précision.

De ce point de vue, la méthode dite du canal de trajectoire présente un grand intérêt, en ce sens qu'elle nous permet de déterminer successivement plusieurs politiques optimales qui correspondent à une discrétisation de plus en plus fine.

indice $i \in \{I, II\}$ ensemble des produits

indice $j \in \{1, \dots, 12\}$ ensemble des mois de l'année (périodes)

d_{ij} demande prévisionnelle

q_{ij} quantité fabriquée de produit

s_{ij} mise en stock

S_{ij} état des stocks

$q_j = \begin{pmatrix} q_{Ij} \\ q_{IIj} \end{pmatrix}$ vecteur de décision

S_j premier vecteur d'état

$$X_{1j} = \sum_{\alpha=1}^j q_{1\alpha} \quad \text{variable d'allocation}$$

$$X_j = \begin{pmatrix} A_j \\ B_j \end{pmatrix} \quad \text{nouveau vecteur d'état}$$

CS_j coût du stockage

CM_j coût de modulation sur brut

C_j coût de période j

équation fonctionnelle

$$F_j(X_j) = \min_{q_j \in D} \left[C_j(X_j, q_{\alpha} / \alpha = 1, j) + F_{j-1}(X_j - q_j) \right]$$

$$D \begin{cases} q_{\alpha} \geq 0 \\ q_{1\alpha} = \beta_1, \forall \alpha \end{cases}$$

β_1 allocation de l'ensemble des périodes.

notations particulières

$$m_1 = \inf \{d_{Ij}\}$$

$$m_2 = \inf \{d_{IIj}\}$$

$$M_1 = \sup \{d_{Ij}\}$$

$$M_2 = \sup \{d_{IIj}\}$$

$$\Delta_1 = \frac{M_1 - m_1}{p}$$

$$\Delta_2 = \frac{M_2 - m_2}{p}$$

P nombre de valeurs discrètes pour la production de chaque produit

N nombre de périodes

ANNEXE 1

LA PROGRAMMATION DYNAMIQUE

Principe d'optimalité

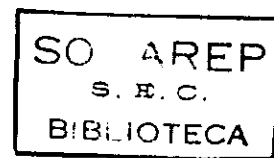
Variables d'état - variables de décision

Equation fonctionnelle

Aspect numérique - graphe séquentiel

Enumération directe et programmation dynamique

—



LA PROGRAMMATION DYNAMIQUE

De nombreux problèmes économiques se présentent naturellement comme une succession de choix. Certains se situent en univers déterministe et discret : ce sont en général les problèmes de transport et d'affectation ; d'autres se rencontrent en univers aléatoire et continu, comme la plupart des problèmes de gestion de stocks.

Pour présenter la programmation dynamique, nous avons choisi un exemple limite dont le caractère séquentiel est très faible, sinon artificiel. Nous montrerons ainsi jusqu'où peut s'étendre la notion de programme dynamique. Cet exemple est tiré de l'ouvrage de R.E.BELLMAN et S.E.DREYFUS (1) ; nous verrons qu'il se ramène aisément à un problème classique d'allocation de ressources. Il permettra au lecteur de se familiariser avec la technique de programmation dynamique.

- Soit à optimiser la fonction de n variables :

$$(1) \quad R(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n f_i(x_i)$$

dans le domaine D défini par :

$$(2) \quad D \begin{cases} x_1 + x_2 + \dots + x_n = Y \\ x_i \geq 0, \quad \forall i \end{cases}$$

Dans la suite de l'exposé, nous chercherons le minimum de la fonction $R(x_1, x_2, \dots, x_n)$ étant entendu que le problème de la recherche du maximum est en tous points identique. Il suffit, dans le second cas, de remplacer le symbole "min" par le symbole "max".

(1) R.E.BELLMAN et S.E.DREYFUS, Applied Dynamic programming, Princeton University Press, Princeton, New-Jersey.

Observons tout d'abord que ce type de problème peut se résoudre facilement, mais sous certaines conditions, par l'analyse mathématique.

- Résolution analytique

La méthode des paramètres de LAGRANGE est une méthode analytique, simple et classique ; nous l'exposerons brièvement :

Soit l'équation auxiliaire

$$(3) \quad S(x_i/i = 1, n) = \sum_{i=1}^n f_i(x_i) - \lambda \sum_{i=1}^n x_i$$

λ paramètre de Lagrange.

Nous égalons les n dérivées partielles à zéro et déterminons les n valeurs de x_i exprimées en fonction de λ .

$$x_i = h_i(\lambda) \quad , \quad i = 1, n$$

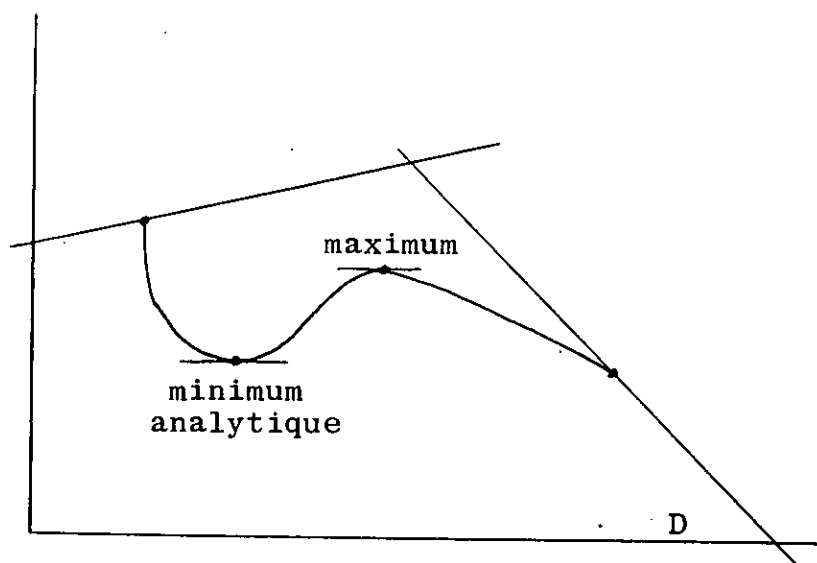
L'équation des contraintes (2) nous donne

$$\sum_{i=1}^n h_i(\lambda) = Y$$

et, par suite, les n valeurs de x_i qui rendent optimale $R(x_i/i=1, n)$.

Cependant, cette méthode séduisante se révèle totalement inutilisable lorsque les fonctions f_i ne sont ni dérivables ni continues.

De plus, elle ne permet pas de trouver les extremums aux bornes du domaine, les dérivées partielles n'étant en général pas nulles aux frontières, comme l'illustre le graphique de la page suivante.



Ces quelques remarques, qu'il conviendrait de développer, nous font comprendre les limites de l'analyse lorsque les fonctions économiques de la pratique (que l'on connaît bien souvent point par point) ne sont ni continues ni dérivables.

Les méthodes numériques, certes beaucoup plus lourdes à utiliser (en ce sens qu'elles conduisent à beaucoup plus de calculs) nous permettent malgré tout de donner des réponses concrètes à des problèmes économiques analytiquement insolubles.

- Principe d'optimalité

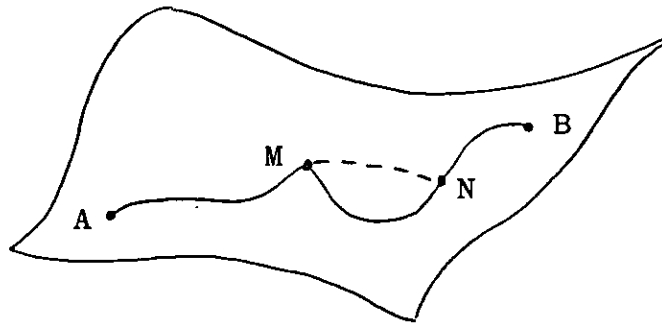
"Une politique optimale est telle que, quel que soit l'état initial et la décision initiale, les décisions suivantes doivent constituer une politique optimale par rapport à l'état résultant de la première décision" (1).

A ce théorème, qui apparaît à bien des auteurs comme facile à démontrer, nous avons préféré l'énoncé donné par A. KAUFMANN et R. CRUON (2).

(1) R. E. BELLMAN et S. E. DREYFUS, Applied programming, op.cit.

(2) A. KAUFMANN et R. CRUON, La programmation dynamique, Dunod

"Toute sous-politique extraite d'une politique optimale est elle-même optimale".



En effet, s'il existait un chemin meilleur de M à N, c'est par lui que passerait la politique optimale. Toutefois cet énoncé introduit une restriction importante : le critère d'optimalité ne doit dépendre que des décisions prises de l'état M à l'état N bornes comprises, et que d'elles seulement.

Variables d'état - variables de décision

Nous nous attacherons tout d'abord à préciser le caractère séquentiel de l'exemple proposé.

Le problème de la minimisation de $R(x_1, x_2, \dots, x_n)$ sous la contrainte $\sum_{i=1}^n x_i = Y$, est un problème essentiellement statique.

Si nous voulons considérer une évolution dynamique, nous admettrons que les x_i sont des ressources allouées une par une.

Une première quantité de ressource x_1 étant allouée dans une première période, x_2 dans une seconde période et ainsi de suite jusqu'à x_n pour la dernière.

La contrainte $\sum_{i=1}^n x_i = Y$ devant être respectée à la

fin du processus, nous sommes conduit à définir une nouvelle variable, attachée à la période j , qui représente la somme des allocations déjà réalisées de la période 1 à la période j .

$$\text{Soit } Z_j = \sum_{i=1}^j x_i, \quad j = 1, n$$

Le système de contraintes

$$\begin{cases} x_i \geq 0 & \forall i, i=1, n \\ \sum_{i=1}^n x_i = Y \end{cases}$$

devient :

$$\begin{cases} 0 \leq Z_j < Y & \forall j, j = 1, n-1 \\ Z_n = Y \end{cases}$$

a) Variables d'état

Les variables d'état résument l'héritage des décisions antérieures au seuil de la période considérée. Elles s'imposent bien souvent à l'analyste dans la mesure où elles sont associées directement aux contraintes du problème.

C'est ainsi que l'on prendra comme variable d'état, l'état des stocks dans un processus de régulation, et le signal de sortie d'un système dans un processus de commande. Le lecteur aura reconnu dans les Z_j , les variables d'état de cet exemple.

En effet, les Z_j variables d'allocation associées à la période j représentent la somme des allocations déjà réalisées. Elles caractérisent et résument bien l'état du système à la période j .

b) Variables de décision

L'aspect séquentiel d'un problème est très lié à son aspect décisionnel ; lorsque le premier aura été reconnu, le second deviendra clair. C'est ainsi que dans notre problème, la décision attachée à la période j est le choix d'une valeur numérique pour x_j (allocation de la période j). Les variables x_j sont les variables de décision de notre problème.

Dans un système de stocks, on aurait choisi les mises en stocks de la période comme variable de décision ou, ce qui revient au même lorsque la demande est connue, les achats de matière. On aurait de la même façon choisi le signal de correction dans un processus de commande.

- Equation fonctionnelle

Pour le processus d'allocations successives ci-dessus décrit, il est clair que l'optimum dépend à la fois de la période j et de la quantité de ressource allouée de la période 1 à la période j , (Z_j).

Rendons cette dépendance explicite en introduisant une nouvelle fonction :

$$F_j(Z_j) = \min_{x_1, x_2, \dots, x_j \in D} R(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

D étant le domaine défini par :

$$D \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^j x_i = Z_j \\ x_i > 0 \quad \forall i, i=1, j \end{array} \right.$$

On établit l'équation de récurrence en donnant arbitrairement une valeur à la dernière quantité de ressource allouée x_j avec $x_j \leq Z_j$. Les ressources qui subsistent au terme de cette première allocation seront allouées aux autres périodes.

$$x_1 + x_2 + \dots + x_{j-1} = Z_j - x_j$$

Il est possible de trouver un minimum partiel correspondant à cette valeur de x_j pour l'allocation des $j-1$ premières périodes, le minimum global étant calculé sur toutes les valeurs de x_j .

On peut donc écrire :

$$\min_{x_1, \dots, x_j \in D} = \min_{0 \leq x_j \leq Z_j} \left[\min_{x_1, \dots, x_{j-1} \in D'} \right]$$

avec le domaine D' défini par :

$$\begin{cases} x_i \geq 0 & \forall i, i=1, j-1 \\ \sum_{i=1}^{j-1} x_i = Z_j - x_j \end{cases}$$

et nous déduisons de cette propriété :

$$F_j(Z_j) = \min_{x_j} \left[\min_{D'} (f_1(x_1) + \dots + f_{j-1}(x_{j-1}) + f_j(x_j)) \right]$$

$$F_j(Z_j) = \min_{x_j} \left[f_j(x_j) + \min_{D'} (f_1(x_1) + \dots + f_{j-1}(x_{j-1})) \right]$$

Remarquons que :

$$\min_{D'} (f_1(x_1) + \dots + f_{j-1}(x_{j-1})) = F_{j-1}(Z_j - x_j)$$

L'équation fonctionnelle se déduit immédiatement :

$$F_j(Z_j) = \min_{0 \leq x_j \leq Z_j} \left[f_j(x_j) + F_{j-1}(Z_j - x_j) \right]$$

Aspect numérique, graphe séquentiel

Nous venons d'établir au paragraphe précédent l'équation fonctionnelle qui nous donne la valeur de l'optimum cherché par le calcul de $F_n(Y)$.

$$F_n(Y) = \min_{\substack{x_n \\ 0 \leq x_n \leq Y}} \left[f_n(x_n) + F_{n-1}(Y-x_n) \right]$$

$$F_n(Y) = \min_{\substack{x_n \\ 0 \leq x_n \leq Y}} \left[f_n(x_n) + \min_{\substack{x_1, \dots, x_{n-1} \\ x_1 + x_2 + \dots + x_{n-1} = Y - x_n, x_i \geq 0}} (f_1(x_1) + \dots + f_{n-1}(x_{n-1})) \right]$$

$$F_n(Y) = \min_{\substack{x_1, x_2, \dots, x_n \\ x_1 + x_2 + \dots + x_n = Y, x_i \geq 0}} \left[R(x_1, x_2, \dots, x_n) \right]$$

a) Calcul numérique

Remarquons que pour un processus déterministe, il est indifférent de suivre le cours du temps ou de le remonter. En effet, il est équivalent en première période d'allouer une quantité de ressource à la variable x_1 ou à la variable x_n . Comme nous avons choisi de suivre le cours du temps, démarche au demeurant naturelle, notre première préoccupation sera de calculer :

$$(4) \quad F_1(Z_1) = \min_{x_1} f_1(x_1) = f_1(x_1) = f_1(Z_1)$$

Il n'est pas bien sûr possible de calculer numériquement $F_1(Z_1)$ pour toutes les valeurs de $Z_1 = x_1$ comprises entre zéro et Y. Nous tabulerons donc $F_1(Z_1)$ pour M valeurs finies de x_1 . M étant choisi de telle sorte que la précision numérique désirée sur x_1 soit atteinte.

Considérons maintenant le calcul de $F_2(Z_2)$:

$$(5) \quad F_2(Z_2) = \min_{\substack{x_2 \\ 0 \leq x_2 \leq Y}} \left[f_2(x_2) + F_1(Z_2 - x_2) \right]$$

Z_2 correspond à l'allocation des 2 premières périodes. Il peut donc prendre toute valeur comprise entre zéro et Y, et en particulier M valeurs finies. Nous pouvons alors construire la table $F_2(Z_2)$ pour ces M valeurs de Z_2 ; le minimum par rapport à x_2 de l'expression entre crochets (5) est calculé par référence à la table $F_1(x_1)$. On progressera ainsi de période en période ; à chaque valeur de Z_j (période j), on associera la valeur prise par la fonction $F_j(Z_j)$ et la valeur de x_j qui rend minimale l'expression entre crochets :

$$\left[f_j(x_j) + F_{j-1}(Z_j - x_j) \right]$$

On arrivera ainsi naturellement au calcul de :

$$F_n(Y) = \min_{x_n} \left[f_n(x_n) + F_{n-1}(Y - x_n) \right]$$

qui est la valeur minimale cherchée de $R(x_1, \dots, x_n)$

b) Cheminement optimal

L'allocation pour l'ensemble des n périodes dans l'exemple traité, est donnée égale à Y. A cette valeur de $Z_n=Y$ correspond au moins une valeur de x_n (que l'on écrira x_n^*) ; x_n^* est l'allocation optimale de la période n. Dans ces conditions, l'allocation pour l'ensemble des (n-1) autres périodes est :

$$Z_{n-1} = Y - x_n^*$$

On cherchera dans la table des Z_{n-1} la valeur correspondante de x_{n-1}^* (que l'on écrira x_{n-1}^*) ; l'allocation des (n-2) premières périodes restantes sera :

$$Z_{n-2} = Z_{n-1} - x_{n-1}^*$$

On cheminera de la sorte jusqu'à la première période

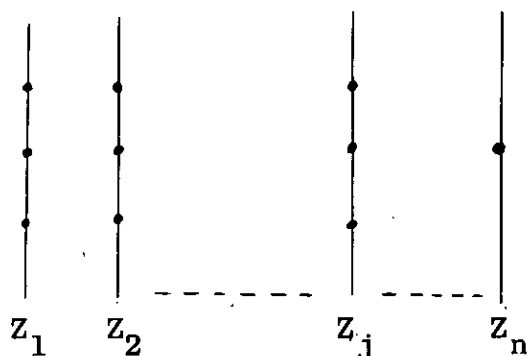
$$x_1^* = Z_1 = Z_2 - x_2^*$$

L'ensemble des n valeurs $\{x_i^* / i=1, n\}$ qui rend R minimale se trouve ainsi déterminé :

$$R(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*) = \min_{x_1, \dots, x_n \in D} R(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

c). Graphe séquentiel

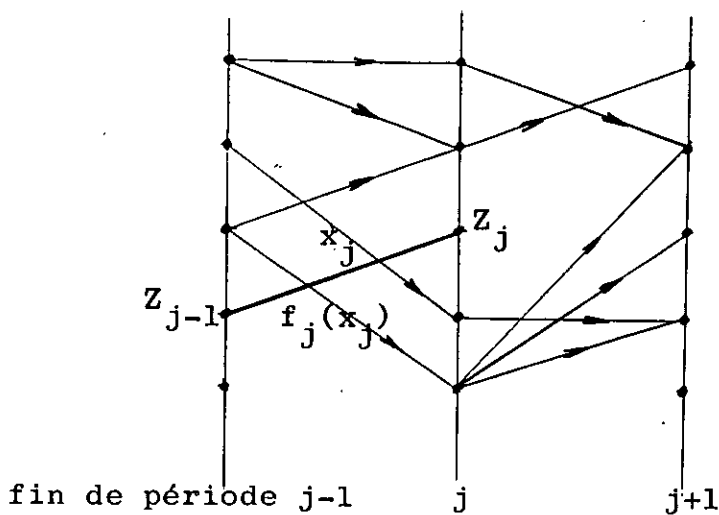
Convenons de représenter toutes les valeurs discrètes des variables d'état Z_j par les sommets d'un graphe séquentiel.



Le passage d'un sommet Z_{j-1} de la période $(j-1)$ à un sommet Z_j de la période j , est représenté par un arc orienté. On pourra ainsi associer, à chaque arc du graphe la variable de décision :

$$x_j = Z_j - Z_{j-1}$$

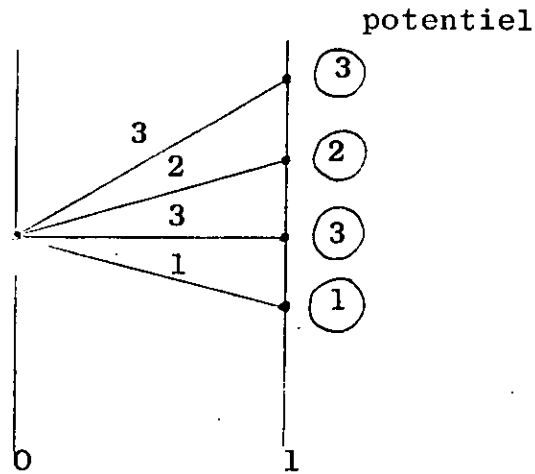
et, ce qui est plus important, un coût égal à la valeur prise par la fonction $f_j(x_j)$.



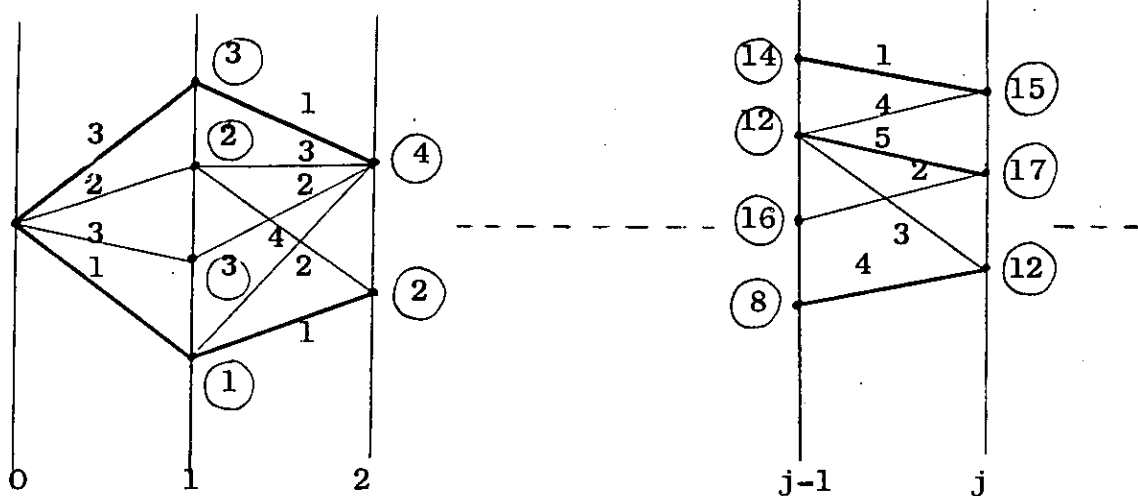
Notre problème est alors celui de la recherche d'un chemin de coût minimal dans un graphe séquentiel sans circuit ou "réseau de transport séquentiel", dont l'algorithme de résolution a été exposé par FORD (1). Cet algorithme, dans une de ses formulations (2) consiste à affecter chaque sommet d'un

(1) L.R.FORD, Network flow theory, Rand Corporation, 1956
(2) Méthode dite des potentiels.

potentiel égal au coût minimum calculé sur tous les chemins possibles qui conduisent du sommet initial au sommet considéré.



Cette affectation est réalisée période par période dans l'ordre des séquences. On retiendra pour potentiel d'un sommet de la période j , le minimum de la somme (potentiel d'un sommet Z_{j-1} + coût de l'arc associé Z_{j-1}, Z_j), comme le montre le schéma ci-dessous :



On voit combien l'analogie est grande avec la méthode de programmation dynamique discrète. Pour cette raison et dans un souci de clarté, nous utiliserons fréquemment la théorie des graphes dans notre exposé du chapitre III seconde partie.

Enumération directe et programmation dynamique

Si les calculateurs modernes ont ouvert un vaste horizon sur les possibilités du calcul automatique, il est clair que les méthodes mathématiques performantes jouent un rôle déterminant dans la recherche de solutions aux problèmes économiques ou scientifiques concrets qui laissent les méthodes analytiques impuissantes.

Dans cet ordre d'idées, nous aurions pu résoudre le problème de la minimisation d'une fonction de n variables discrètes par énumération de tous les cas possibles.

Ainsi, pour la fonction $R(x_1, \dots, x_n)$, chaque x_i aurait pu prendre M valeurs discrètes. Le nombre de cas possibles aurait été M^n (si l'on ne tient pas compte de la contrainte $\sum x_i = Y$).

En utilisant la méthode de programmation dynamique, le nombre d'itérations est M^2 par période (M valeurs de la variable d'état, et M valeurs de la variable de décision). Soit au total $(n M^2)$ itérations (la contrainte $\sum x_i = Y$ réduirait aussi dans ce cas leur nombre).

En première analyse, on peut donc dire que si les temps de calcul sur machine varient comme la puissance du nombre de périodes en énumération directe, ils ne sont que proportionnels au nombre de périodes en méthode de programmation dynamique. La méthode dynamique comparée à l'énumération directe est donc performante et efficace.

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

R.E. BELLMAN et S.E.DREYFUS

La programmation dynamique et ses applications, Dunod, Paris 1965

R.E. BELLMAN

Dynamic programming, Princeton University Press, Princeton, New-Jersey, 1957

G.HADLEY et T.M.WHITIN

Etude et pratique des modèles de gestion de stocks, Dunod.

A.KAUFMANN et R.CRUON

La programmation dynamique. Gestion Scientifique séquentielle, Dunod, Paris, 1965.

P.MASSE et G.MORLAT

Les réserves et la régulation de l'avenir, Hermann, Paris, 1946.

P.ROSENSTIEHL et A.GHOUILA-HOURI

Les choix économiques, décisions séquentielles et simulation, Dunod, Paris, 1960

Articles et Documents

M.BARBUT

"Méthodes récurrentes dans les problèmes de renouvellement de stock", Cahiers du Bureau universitaire de recherche opérationnelle, vol.1967, p.11-26

R.BELLMAN

"Dynamic programming and LAGRANGE Multipliers", Proc.Nat.Acad. Sci.USA, Vol.42, 1956, p.767-769.

R.BELLMAN et R.KALABA

"On K-Th Best policies", J.Soc.Industr.Appl.Math.8,4,dec.1960, p.582-588.

A. DELEDICQ

"Programmation dynamique discrète K-optimums d'un problème séquentiel", Revue Française de Recherche Opérationnelle, Août 1968, p.13-32.

L. FORD et D.R. FULKERSON

"Maximal flow through a network", Canadian J.Math., vol.8, p.399-404.

A. KAUFMANN et R. CRUON

"Etude de la sensibilité en programmation dynamique : politiques K-optimales en avenir certain", Revue Française de Recherche Opérationnelle, vol.32, 1964, p.293-302.

A. KAUFMANN

"Décisions séquentielles et programmation dynamique", Gestion, Avril 1963, p.194, 203.

B. ROY

"Recherche d'un programme d'approvisionnement ou de production", Cahiers du Bureau Universitaire de Recherche Opérationnelle, Vol.1, 1957, p.3-41.

SECONDE PARTIE

Chapitre IV



ESSAI D'APPLICATION DU MODELE
A UN CAS SIMPLIFIE

P L A N

I - EXEMPLE DE PROBLEME CONCRET

- A.- Recherche d'un cas simplifié
- B.- Les données du problème

II - LA PROGRAMMATION DES CALCULS

- A.- Paramétrisation du programme linéaire de base
- B.- Le programme dynamique
- C.- Nature des résultats obtenus
- D.- Sensibilité au choix des politiques

III - CONCLUSIONS

- A.- Critique des résultats obtenus
 - B.- Les enseignements de l'application concrète
-

Après avoir fait le choix d'un modèle de programmation dynamique dont les caractéristiques principales ont été étudiées au chapitre précédent, notre premier souci fût de tester numériquement à partir d'un cas concret la méthode que nous avons préconisée.

Dans ce but, nous avons écrit un programme de calcul utilisable par l'ordinateur de l'Institut Français du Pétrole (1), dont nous définirons ici les grandes lignes sans entrer dans le détail des algorithmes.

Dans le cadre de notre étude, ce programme devait être conçu pour devenir rapidement opérationnel, tout en utilisant des temps de calcul économiquement acceptables à partir des données statistiques dont le traitement était compatible avec les moyens limités dont nous disposions. C'est ainsi qu'en accord avec les responsables d'une grande société pétrolière nous avons choisi de traiter un cas simplifié pour la recherche d'une politique de stockage.

Cependant l'analyse et l'interprétation économique des résultats obtenus à partir d'un cas trop simplifié devaient nous montrer les dangers d'une simplification abusive bien que justifiée par notre volonté d'aboutir rapidement à des résultats concrets.

Toutefois, c'est à l'occasion de cette application que nous avons pu faire plusieurs observations intéressantes qui concernent la nature numérique du processus, en même temps qu'il nous a été possible d'entrevoir ce que pourraient être les applications de notre modèle à un cas réel non simplifié.

(1) Control Data Computer 6600

I - EXEMPLE DE PROBLEME CONCRET

Un des problèmes qui se posent à court terme, pour une société pétrolière intégrée, est de savoir quelle politique d'approvisionnement en pétrole brut devra être retenue. Ce premier choix détermine globalement, pour une demande supposée totalement exogène, le volume des stocks qui seront constitués, soit en pétrole brut, soit en produits finis.

La politique de traitement des pétroles bruts par les raffineries, pour des approvisionnements donnés, n'intéressent que dans la répartition des stocks entre pétrole brut et produits finis.

Bien entendu, le domaine des choix possibles se trouve limité à court terme par le volume des capacités de traitement en raffinerie, des capacités de stockage et des capacités de transport maritime, d'une part, et pour ce qui concerne plus particulièrement les stockages, par la contrainte légale et le volume des capacités techniques nécessaire au fonctionnement régulier de la chaîne pétrolière, d'autre part.

En définitive, notre recherche doit conduire à la détermination des quantités de produits finis fabriqués par périodes élémentaires dans chaque raffinerie, desquelles se déduiront le volume des stocks constitués en produits. En amont des raffineries, nous rechercherons la politique d'approvisionnement en pétrole brut, c'est-à-dire le niveau de transport en flotte propre, et éventuellement le recours au marché des affrètements "spot" par période.

A.- Recherche d'un cas simplifié

Le nombre des produits finis issus du pétrole brut est tel que si l'on retient tous ceux d'entre eux qui sont soumis à de fortes fluctuations saisonnières de la demande, le nombre des variables d'optimisation associé à chaque raffinerie est trop important pour qu'il puisse être envisagé de résoudre le problème à partir d'un modèle de petite taille.

En effet, les deux premières contraintes que nous nous sommes fixées pour la recherche d'une application concrète de la méthode de programmation dynamique au problème du stockage dans l'industrie pétrolière peuvent se résumer comme suit :

- le temps ; pour la recherche et le traitement des statistiques internes d'une société pétrolière, et l'écriture du programme de calcul.

- l'argent ; pour une utilisation raisonnable de l'ordinateur qui était mis à notre disposition.

Pour ces raisons, nous avons limité notre étude à la détermination d'une politique de stockage "fictive" qui aurait pu être appliquée à une raffinerie de la région parisienne en 1969.

Deux familles de produits finis seulement ont été retenues, le gas-oil (F.O.D. compris) en raison des fortes fluctuations saisonnières de la demande de ce produit, et les essences pour lesquelles les frais variables de stockage sont les plus importants et dont la saisonnalité des ventes est inverse de la précédente.

B.- Les données du problème

Cette simplification ne justifiait plus l'étude préliminaire, relativement complexe, de la demande prévisionnelle qui s'adresse à la raffinerie. Par conséquent, nous avons choisi de déterminer, a posteriori, la politique de stockage qui aurait pu être retenue pour une année déjà écoulée (1969).

C'est ainsi que la demande prévisionnelle pour chaque produit fini paraît être obtenue facilement à partir des états mensuels d'enlèvement :

demande passée
états mensuels d'enlèvement des essences et G.O. pour
1968
demande prévue au niveau du modèle
états mensuels pour 1969

De la même façon, l'évolution saisonnière "prévisionnelle" des taux de l'affrètement "spot" était obtenu a posteriori à partir des publications hebdomadaires de l'indice Mullion pour l'année 1969.

Les autres données du problème présentent un caractère beaucoup moins évolutif dans le temps :

coût moyen pondéré de transport en flotte propre

Ce coût, calculé à partir du cocktail des bruts traités, ne présente qu'une valeur indicative pour le choix des bruts au niveau du programme linéaire de raffinage comme nous le montrerons plus avant.

coûts proportionnels de stockage

Ces coûts calculés pour chaque produit sont exprimés en francs par tonnes et par mois pour les capacités existantes. Dans le cas où les capacités de stockage peuvent varier (investissements nouveaux, locations), des coûts fixes supplémentaires sont pris en compte.

coûts de changement de "run"

Le grand nombre des bruts traités et la courte durée moyenne des marches de la raffinerie étudiée nous ont permis de ne pas tenir compte des coûts de changement de run, exprimés en coûts fixes et coûts proportionnels, lorsque d'un mois à l'autre le cocktail des bruts traités est modifié.

Initialisation

Le programme est initialisé au 1er Janvier, c'est-à-dire au quatrième mois de la saison d'hiver. Les stocks initiaux en pétrole brut et en produits finis sont ceux de la raffinerie et de hinterland de distribution au 1er Janvier 1969.

Les stocks finaux sont donnés égaux aux stocks initiaux à l'augmentation près des nouveaux stocks constitués au titre de la réserve légale.

II - LA PROGRAMMATION DES CALCULS

Comme nous l'avons déjà signalé, nous avons choisi de traiter séparément le calcul des coûts de fabrication des produits en raffinerie et la minimisation de la fonction de coût globale par la méthode de programmation dynamique. Les coûts de fabrication sont obtenus par la résolution d'un programme linéaire de raffinage, qui aurait pu être utilisé comme un "sous-programme" du programme dynamique principal ; mais cette technique n'aurait pas permis d'éviter la répétition des mêmes calculs au niveau du programme linéaire de base.

De plus, la gestion préliminaire d'un programme linéaire de raffinage, par la méthode de paramétrisation des seconds membres des équations de demande, nous conduit à une réduction importante des temps de calcul.

A.- Paramétrisation du programme linéaire de base

Nous avons fait l'hypothèse, en la justifiant (1), que la production pour chaque famille de produits finis devait être supérieure à la demande minimale et inférieure à la demande maximale.

Dans cet intervalle de variations, les différents objectifs de production constituent un combinatoire qu'il nous est possible d'explorer. La méthode de paramétrisation des seconds membres des équations de demande consiste, de cas voisins en cas voisins, à prendre comme solution de base la solution optimale du problème précédent. La connaissance d'une solution de base aussi voisine que possible de la solution optimale permet alors d'abrégé considérablement les calculs.

Nous avons pu ainsi constituer plusieurs fichiers, qui condensent les informations principales utilisées par le programme dynamique, pour chaque objectif de production.

- le fichier des coûts de production.

La plupart des algorithmes de résolution des programmes linéaires donnent à l'optimum l'état des variables primales

(1) Chap. III, seconde partie

(niveaux d'activité) en même temps que la valeur des variables duales (coûts marginaux). Par ailleurs, nous avons montré au début de notre seconde partie que les coûts marginaux de raffinage pouvaient être regardés comme de véritables prix de cession interne qui réalisent l'optimum de gestion décentralisée.

Cependant, dans un système de fabrication de produits liés, il aurait été faux de ne considérer que les seules variations de coût des produits soumis aux fortes fluctuations saisonnières de la demande. En effet, on constate pour les autres produits que les variations de coût marginal associées aux variations de l'objectif de production sont importantes (1) ; par conséquent, pour que notre fichier soit significatif de l'ensemble des coûts de fabrication, nous avons tabulé la fonction économique du programme linéaire de base pour toutes les valeurs possibles de l'objectif de production.

- le fichier des quantités de brut traitées

De toutes les variables primales, seules les quantités de pétrole brut traitées ont été retenues pour le calcul du coût de modulation sur brut dans notre programme principal. Les autres informations (niveau d'activité des différentes unités, importations et exportations de produit...) restaient disponibles pour une description plus fine de ce que devait être la politique optimale.

La gestion préliminaire du modèle linéaire de raffinage a du être effectuée deux fois pour chaque objectif mensuel de fabrication des essences et gas-oils, afin de tenir compte de la saisonnalité des ventes des autres produits (fuels-oils, bitumes, ...). C'est ainsi que nous avons été amenés à traiter séparément deux programmes linéaires de fabrication (un P.L. été - un P.L. hiver), avec des spécifications de produits et des cocktails de brut différents.

En résumé, la fonction économique ainsi que les quantités de pétrole brut traitées dans chacun de ces deux cas, sont constituées en fichiers et forment un ensemble de données pour le programme dynamique de gestion des stocks.

(1) Chap. I, seconde partie

B. - Le programme dynamique

Ce programme dont les principes essentiels ont été analysés au chapitre précédent, devait être organisé suivant le schéma suivant :

1°) Calculs préliminaires

- recherche de la demande minimale et maximale par produit, et calcul de l'allocation totale pour l'ensemble des périodes.
- calcul du stockage légal par produit et par période, sans substitution possible du pétrole brut d'une part, et avec le maximum substitué d'autre part.
- discrétisation de l'intervalle de variation des quantités produites.
- initialisation des variables.

2°) Calculs

- définition de l'espace de variation des variables d'état.
- calcul de la table F_1 des valeurs de la fonctionnelle associées à chaque variable d'état.
- calcul des tables F_N en plusieurs étapes
 - . exploration des sous optimales
 - . valeur de la fonctionnelle précédente
 - . cheminement sous optimal
 - . coût de période (coût de production + coût de stockage des produits + coût de changement de run + coût de modulation sur brut)
- calcul de F_{12} suivant le même schéma pour l'allocation totale correspondant à chaque produit.

3°) Impression des résultats

Ce programme de calcul comprenait plus de 700 instructions exprimées en langage FORTRAN. Nous avons utilisé avec succès la méthode dite du canal de trajectoire, exposée au chapitre précédent, qui devait nous conduire après plusieurs passages successifs, à un ensemble de valeurs numériques pour toutes les variables d'optimisation.

C.- Nature des résultats obtenus

Le programme dynamique donne plusieurs résultats synthétiques :

- la valeur de la fonction économique globale qui intègre tous les coûts variables déjà évoqués, et éventuellement des coûts fixes supplémentaires dus aux investissements nouveaux.

- le nombre d'états retenus par période qui définit l'espace des choix possibles.

- les quantités de produits fabriquées (production propre + commerce extérieur), par produit et par période, dont se déduit l'état des stocks constitués en produits finis.

Cette série d'informations définit véritablement la politique optimale de stockage-production au niveau des produits finis. Des précisions supplémentaires concernant le niveau d'activité des unités, le commerce extérieur, les bruts traités, peuvent alors être obtenus à partir du programme linéaire de base pour le vecteur de production correspondant.

Par ailleurs, les quantités de bruts traitées qui avaient été constituées en fichier au début du programme déterminent par période, et pour la politique optimale, l'évolution des stocks de pétrole brut, le niveau de transport en flotte propre, et éventuellement le recours au marché des affrètements spots.

D.- Sensibilité au choix des politiques

Nous avons vu au chapitre précédent que la méthode de k -optimalité qui conduit à la détermination rigoureuse des premières politiques sous-optimales d'un processus discret, était grande consommatrice de temps de calcul et de mémoires.

Dès lors que nous avons choisi de progresser pas à pas vers le cheminement optimal, en augmentant à chaque fois la précision, il nous a semblé préférable de choisir un nouveau critère de sensibilité. Ce critère, nous l'avons défini à partir de la comparaison des fonctions économiques globales des différentes politiques optimales successives.

C'est ainsi que nous avons pu constater que la sensibilité de la fonction économique au choix des politiques était en général très grande. A partir de l'exemple que nous avons traité, nous avons pu observer qu'une division par 3 du pas de discrétisation pouvait, dans les zones de sensibilité maximale, conduire à une diminution de la fonction économique de l'ordre de 3,5 %.

III - CONCLUSION

Notre recherche d'un cas simplifié suffisamment représentatif de la réalité s'est avérée particulièrement difficile.

Pour ce qui concerne la valeur économique des résultats numériques obtenus, le danger des simplifications abusives nous est apparu dès l'abord ; mais nous nous sommes cependant efforcés de mener à bien cet essai d'application concrète, qui devait alors se révéler comme un excellent test numérique du modèle proposé.

Ces résultats pratiques devaient constituer un apport considérable aux prolongements de nos recherches, dans le cadre d'une grande société pétrolière.

A.- Critique des résultats obtenus

Le programme de calcul ne devait pas nous conduire aux résultats escomptés, pour plusieurs raisons :

La première est que nous avons, en les négligeant, sous-estimé l'importance des échanges inter-raffineries du groupe pétrolier étudié. En effet, la structure de la demande dans la Région Parisienne est telle que le programme de fabrication ne pouvait être exécuté qu'en ayant recours au commerce extérieur pour la quasi-totalité des coupes intermédiaires, ce qui bien évidemment aurait pu être réalisé à meilleur compte par les échanges.

De plus, nous avons calculé le coût de modulation sur brut à partir du seul cocktail des bruts traités par la raffinerie. Ce calcul perd beaucoup de sa signification dans la mesure où les écarts de modulation constatés pour une raffinerie, peuvent se compenser globalement pour l'ensemble des raffineries d'un groupe pétrolier.

Par ailleurs, la contrainte de stock légal exprimée pour la raffinerie et son hinterland de distribution à partir des statistiques d'enlèvement, nous est apparue comme une charge excessive qui diminuait considérablement la part des stocks de régulation au sein des capacités existantes. Le report des stocks

de longue durée sur les capacités souterraines situées loin des zones de forte consommation est déjà utilisé en pratique pour satisfaire une certaine part des besoins de stockage au titre de la réserve légale.

Enfin, l'hypothèse peu réaliste de la production constante des fuels-oils d'une période à l'autre, nous a conduit à de très fortes variations de coût marginal des autres produits liés.

B.- Les enseignements de l'application concrète

En dépit de ces nombreuses approximations, qui enlevaient toute signification économique à l'utilisation de notre modèle, cette tentative d'application concrète fut riche d'enseignements.

Il nous fut ainsi permis de montrer que l'encombrement des mémoires rapides d'un ordinateur de la troisième génération ne constituait pas une limite à l'utilisation d'un modèle dynamique, pour résoudre le problème de la gestion des stocks dans l'industrie pétrolière. Nous devons ces résultats intéressants à l'application de la méthode des paramètres de LAGRANGE pour un processus d'allocations successives; en même temps qu'à une gestion appropriée des mémoires occupées. En outre, nous avons pu faire état de temps de calcul tout à fait exceptionnels (1) pour un cas concret, il est vrai, très simplifié.

(1) 14 secondes pour l'unité centrale de l'ordinateur CDC 6600 de l'I.F.P.

CONCLUSION

SONAREP
S. E. C.
BIBLIOTECA

Au terme de cette étude, le lecteur aura pu constater avec nous la variété et la complexité des problèmes qu'il faut résoudre pour déterminer la politique de stockage optimale d'une société pétrolière intégrée.

En effet, on ne peut parler de politique que dans la mesure où un grand nombre de choix, échelonnés dans le temps, peuvent être faits. Le premier de tous, celui qui a motivé notre étude, résulte du compromis qui doit exister entre la régulation de la production par les stockages saisonniers et la modulation de la production en raffinerie par le choix des pétroles bruts traités et du rendement des unités.

Ce stockage par anticipation de la demande de pointe des hydrocarbures soumis aux fortes fluctuations de la consommation devait, pour l'essentiel, se situer à l'intérieur des capacités disponibles car, rappelons-le, notre étude se situait à court terme pour un certain nombre d'équipements donnés. Par ailleurs, l'état fait obligation aux sociétés pétrolières de conserver en stock, à tout moment et en particulier à la fin de l'hiver lorsque le niveau des stocks est le plus bas, certaines quantités d'hydrocarbures.

En amont des raffineries, la modulation du traitement des pétroles brut se répercute sur le fret pétrolier avec de nouveau la possibilité de constituer des stocks de régulation constitués cette fois en pétrole brut.

A tous les niveaux de la chaîne pétrolière, toutes solutions qui consisteraient à adapter partiellement la production aux besoins, le reliquat des disponibilités étant obtenu par les stockages, correspondent à des politiques possibles, parmi lesquelles une au moins est optimale. Le critère d'optimalité retenu est celui du minimum des coûts, il justifie a posteriori l'étude économique des coûts élémentaires des différentes fonctions liées au stockage.

Nous avons donc, dans une première partie, étudié l'économie du stockage des hydrocarbures.

En préambule, nous avons présenté une étude descriptive des fluctuations de la consommation des produits pétroliers et des modèles de prévision à court terme utilisés. Nous avons

observé que les principaux produits finis, répartis en trois groupes d'analyse, couvrent plus de 85 % de la demande globale tous produits :

- les carburants auto (essence auto et super),
- les gas-oils (G.O.moteur, F.O.D., 1/2 fuel léger),
- les fuels (1/2 fuel léger, fuel lourd).

Ce sont ceux qui, à l'exception des bitumes, subissent avec le rythme des saisons et de façon différente, les fluctuations les plus importantes.

Bien que la pointe de la consommation des fuels ait lieu l'hiver, alors que celle des essences se produit l'été, les variations de la demande des différents produits ne se compensent pas : la part des tonnages de produits finis mis à la consommation en 1969 a été de 35 % en été et de 65 % en hiver.

Le chapitre II est consacré à l'étude générale des stockages ; nous avons présenté quelques réflexions sur la nature des stocks pétroliers et l'évolution récente des capacités de stockage.

A ce propos, nous avons observé le phénomène d'accélération du taux de croissance annuel des capacités, qui atteignait en 1969 le chiffre exceptionnel de 21 %. Pour ce qui concerne la répartition des stockages entre dépôts de la distribution et raffineries, on constate que la part des stocks de distribution relative aux produits finis ne cesse de décroître. A l'inverse, les capacités de stockage du pétrole brut constituées hors raffinerie sont passées pendant la dernière décennie de 20 à près de 50 %.

Dans le domaine de la conception des réservoirs, l'extrême diversité des solutions qui peuvent être retenues, des plus classiques aux plus originales, nous a obligé à faire un choix, délaissant celles qui, à l'heure actuelle, n'ont pas débouché sur des applications suffisamment répandues.

La réglementation qui régit le stockage des hydrocarbures est particulièrement abondante ; nous nous sommes attachés à en dégager l'essentiel, renvoyant le lecteur pour plus d'information aux textes légaux ou à nos annexes.

Les coûts de stockage répartis en coûts fixes et coûts variables avec les quantités stockées sont étudiés au chapitre III.

Même s'il peut sembler a priori paradoxal que l'étude des coûts fixes, par définition indépendants des quantités stockées, et du coefficient de rotation des stocks soit nécessaire, il nous a semblé utile de prévoir une paramétrisation de notre modèle à partir des capacités de stockage existantes, de façon à préparer les décisions d'investissement. L'augmentation fictive des capacités de stockage dans notre étude à court terme pourra apporter un commencement de réponse à la question de savoir si l'on doit, ou si l'on ne doit pas, investir dans les stocks, lorsque ce choix est possible.

Pour ce qui est des coûts variables qui nous intéressent le plus directement, notre étude peut conduire au tableau résumé ci-après :

Coûts variables de stockage en F/t.mois

	Essences	G.O	F.O.	Brut
Immobilisations	1,22	1,11	0,61	0,91
Pertes	0,43			0,6
Réchauffage			0,1	
Total	1,65	1,11	0,71	1,51

Le problème de la régulation étudié au chapitre IV nous a montré que la régulation totale de la production par les stocks n'était pas envisageable ; en revanche, la modulation de la production était possible dans un large domaine, par le choix des pétroles bruts traités et des unités de raffinage. Nous avons constaté qu'en 1969, l'ensemble de la profession avait choisi le compromis suivant :

- 45 % pour la régulation par les stocks,
- 55 % pour la modulation par la production.

A la fin de ce chapitre, nous avons étudié l'influence de la modulation par la production sur la fréquence des changements de marche en raffinerie. Ces changements sont générateurs de coûts relativement importants et qui, pour la plupart d'entre eux, sont chiffrables.

En amont des raffineries, et par l'intermédiaire des bruts traités, la modulation de la production se répercute sur le frêt et les stockages de pétrole brut. Après avoir relevé au début du chapitre V, les avantages et les inconvénients du stockage des pétroles bruts, nous avons observé sur un cas concret que les stocks de régulation sont constitués dès le mois de juin, à la faveur de la baisse de production (période d'entretien de la plupart des raffineries françaises).

L'étude du marché des affrètements pétroliers et des coûts variables de transport en flotte propre devait nous conduire à la détermination d'une méthode de calcul du "coût de modulation sur brut", qui correspond au minimum des coûts de transport et le stockage du pétrole brut pour une politique donnée de traitement des raffineries.

La présentation et les études économiques de notre première partie, nous ont servi de référence pour le choix d'un modèle d'entreprise adapté à la recherche d'une politique de stockage et de production optimale.

Notre seconde partie est consacrée à l'étude d'une méthode séquentielle de gestion des stocks.

Le modèle mathématique que nous avons décrit dans cette seconde partie repose sur deux observations fondamentales :

- Les coûts de production en raffinerie, associés aux objectifs de production des principaux produits soumis aux fortes fluctuations saisonnières de la demande, ne peuvent être obtenus, à l'heure actuelle, que par la résolution d'un programme linéaire de raffinage.

- Le problème de la régulation en raffinerie appartient à la classe des processus de décision économique décomposable dans le temps en un certain nombre de périodes, dont chacune appelle un choix.

C'est donc vers une utilisation combinée de la programmation linéaire et de la programmation dynamique que nous nous sommes orientés, réservant le domaine de la programmation linéaire aux seules équations de raffinage, d'échanges inter-raffineries et de commerce extérieur.

Ce fut l'objet de notre premier chapitre de justifier, d'une part, le choix des coûts marginaux comme prix d'ordre ou prix de cession interne de la fonction raffinage à la fonction stockage et d'étudier, d'autre part, les applications de la programmation linéaire à la détermination des plans de raffinage à court terme. L'étude d'un cas concret nous a montré ce que pouvaient être les variations de coût marginal des produits liés en fonction des variations de l'objectif de production de l'un d'entre eux.

Au chapitre II, nous avons présenté une étude critique des modèles linéaires multipériodiques, dont l'emploi s'est généralisé ces dernières années et qui sont utilisés pour résoudre le problème de la gestion des stocks de produits finis à court terme.

En pratique, et en raison de la consommation prohibitive des temps de calcul, les utilisateurs sont conduits à faire un choix entre :

- un petit nombre de périodes avec un programme linéaire très élaboré,
- un plus grand nombre de périodes, mais avec un programme linéaire de base très simplifié.

En réalité, les modèles les plus couramment utilisés n'ont que 2 ou 3 périodes ; alors, on peut montrer que les stocks calculés ne sont pas les stocks réels et que le coût de modulation réel est plus élevé que le coût de modulation théorique.

Le modèle de programmation dynamique, qui permet d'articuler les différentes périodes entre elles au moyen des variables de stockage est analysé au chapitre III.

Un premier changement de variable d'état nous ramène à un processus d'allocations successives pour lequel il devient possible d'établir une correspondance entre les variables de décision et les variables d'état ; cet artifice économise un

grand nombre de calculs. Le problème du traitement séparé des variables non markoviennes (changement de marche et investissements nouveaux) a pu être résolu d'une façon heureuse qui ne se limite pas à l'introduction d'un certain nombre de variables d'état supplémentaires.

La méthode des multiplicateurs de LAGRANGE nous permet de réduire la dimension du problème et le choix d'une précision variable pour les variables d'état nous conduit à l'exposé original du nombre des itérations nécessaires et par suite, des temps de calcul, compte-tenu des particularités intrinsèques du modèle.

Enfin, l'exploration au voisinage de l'optimum permet d'indiquer au responsable les solutions quasi-optimales qu'il pourra juger meilleures pour diverses raisons, non prises en compte dans le modèle.

Le vieux proverbe disant qu'il y a loin de la coupe aux lèvres est particulièrement vrai lorsque l'on cherche à appliquer un modèle mathématique à un problème de stock réel. Les premières difficultés que l'on rencontre résultent principalement des simplifications et des approximations qui doivent nécessairement être faites.

Il faut, en effet, garder une attitude critique vis-à-vis des hypothèses retenues, dominer le système étudié sans se laisser prendre par le jeu des calculs mathématiques, afin d'être sûr que le modèle représente avec une bonne approximation la réalité des phénomènes observés. Si cela n'est pas, les résultats obtenus par le modèle peuvent conduire à des règles de gestion moins bonnes que celles qui sont normalement utilisées et bien pires que celles qui auraient pu être déterminées par des considérations heuristiques simples.

Ces quelques remarques nous sont inspirées par les difficultés que nous avons rencontrées, dans un premier temps, lors de la mise en oeuvre de notre modèle, décrite au chapitre IV.

En l'absence d'indications précises et faute de moyens, nous avons tout d'abord été amenés à rechercher, suivant les critères économiques de notre étude, quelle devrait être la politique de stockage des essences, gas-oils et pétroles bruts d'une raffinerie de la Région Parisienne.

Un programme de calcul très concis, comprenant plus de 700 instructions exprimées en langage FORTRAN, ne devait malheureusement pas, en raison de simplifications abusives, nous conduire aux résultats économiques escomptés.

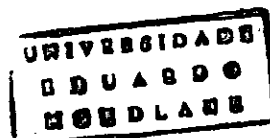
Cependant, l'application concrète fut riche d'enseignements de toutes natures. Il nous fut ainsi permis de montrer que l'encombrement des mémoires de l'unité centrale et les temps de calcul sur ordinateur ne constituaient pas une limite à l'utilisation d'un modèle dynamique.

Les résultats pratiques de ces applications et notre propre expérience personnelle devaient constituer un apport considérable aux prolongements de nos recherches, dans le cadre d'une grande société pétrolière.

Les différents coûts intervenant pour leur vraie valeur, nous avons pu observer que la fonction économique du programme dynamique était très sensible au choix des différentes politiques de stockage possibles en raison de l'importance des capitaux mis en jeu. Les variations relatives de la fonction économique étaient de l'ordre de quelques pourcents, pour deux solutions voisines, dans les zones de sensibilité maximale.

La prévision, même dans le court terme, est souvent liée à l'estimation très subjective de certains paramètres ; par suite, il faut se garder de vouloir mesurer en unités monétaires l'amélioration due à un nouveau système. Il reste cependant que dans les grandes entreprises pétrolières, où une petite amélioration conduit à plusieurs milliers, ou même millions de francs de réduction du coût de gestion, il est facile de justifier l'investissement de fonds pour la recherche d'une meilleure politique de stockage.

Cette recherche, nous pensons qu'elle devrait s'orienter, non pas vers les modèles aléatoires sophistiqués dont la complexité est trop grande eu égard à la précision recherchée, mais de préférence vers les méthodes de calcul numérique qui autorisent la recherche d'une politique de stockage aussi économique que possible, pour un ensemble de produits liés toujours plus vaste.





INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE

1 et 4, av. de Bois-Préau
92-RUEIL-MALMAISON
(Hauts-de-Seine) FRANCE
Tél. 967-11-10 et 17-66